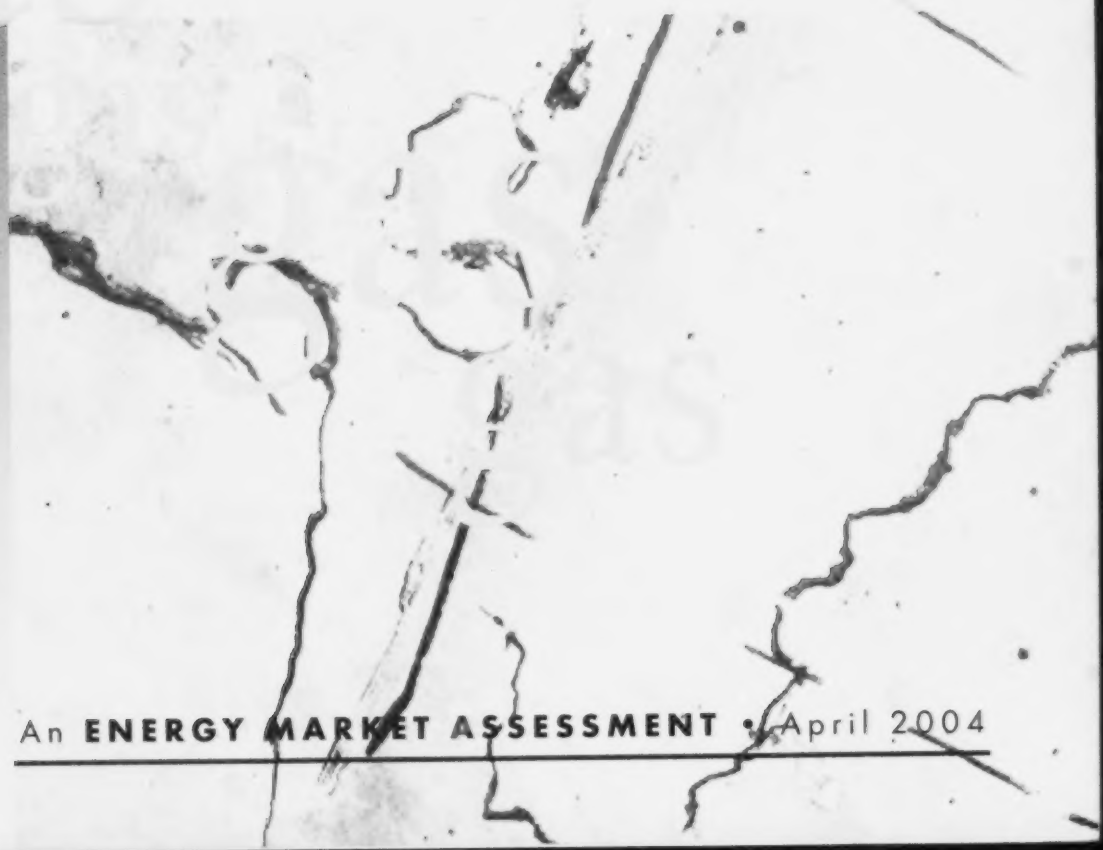
National Energy Board

Office national de l'énergie

Canada's Conventional **Natural Gas** Resources

A **S**tatus **R**eport



An **ENERGY MARKET ASSESSMENT** • April 2004

104-04044/

National Energy Board

Office national de l'énergie

Canada's Conventional **Natural Gas** Resources

A **S**tatus **R**eport

An **ENERGY MARKET ASSESSMENT** • April 2004

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2004

Cat. No. NE23-115/2004E
ISBN 0-662-36863-0

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2004

N° de cat. NE23-115/2004F
ISBN 0-662-76626-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

TABLE OF CONTENTS

List of Tables iii

List of Figures iii

List of Acronyms and Units iv

Foreword v

Chapter 1: Summary and Conclusions 1

Chapter 2: Introduction 5

Chapter 3: Background 6
- 3.1 Terminology 6
- 3.2 Evolution of Estimates 7

Chapter 4: Regional Overview 9
- 4.1 Western Canada Sedimentary Basin 9
  - 4.1.1 Alberta 10
  - 4.1.2 British Columbia 12
  - 4.1.3 Saskatchewan 13
  - 4.1.4 Manitoba 13
- 4.2 East Coast 13
  - 4.2.1 Labrador 14
  - 4.2.2 Grand Banks 14
  - 4.2.3 East Newfoundland Basin 15
  - 4.2.4 Southern Grand Banks 15
  - 4.2.5 Laurentian Sub-Basin 15
  - 4.2.6 Nova Scotia Offshore 15
  - 4.2.7 George's Bank 16
- 4.3 West Coast 16
  - 4.3.1 Offshore 16
  - 4.3.2 B.C. Intermontane Basins 17

4.4	Northern Canada		17
	4.4.1	Northwest Territories	17
	4.4.2	Mackenzie Delta – Beaufort Sea	18
	4.4.3	Yukon	18
	4.4.4	Arctic Islands	19
	4.4.5	Eastern Arctic	19
	4.4.6	Hudson Bay	19
4.5	Ontario		20
4.6	Gulf of St. Lawrence		20
	4.6.1	Anticosti Basin	20
	4.6.2	Southern Portion	20

Glossary 24

References 27

TABLES

1.1a	Current NEB Estimates of Ultimate Potential for Conventional Marketable Natural Gas in Canada (metric)	3
1.1b	Current NEB Estimates of Ultimate Potential for Conventional Marketable Natural Gas in Canada (imperial)	4
4.1a	Comparison of Recent Estimates of Ultimate Potential of the WCSB, in Total and for Individual Provinces (metric)	10
4.1b	Comparison of Recent Estimates of Ultimate Potential of the WCSB, in Total and for Individual Provinces (imperial)	11
4.2	Results of NEB 2004 Alberta Assessment	12
4.3a	Current NEB Estimates of Ultimate Potential for Conventional Marketable Natural Gas for Canadian Basins Excluding the WCSB (metric)	22
4.3b	Current NEB Estimates of Ultimate Potential for Conventional Marketable Natural Gas for Canadian Basins Excluding the WCSB (imperial)	23

FIGURES

1.1	Distribution of Canada's Ultimate Potential of Conventional Natural Gas Resources by Region	2
3.1	Schematic Representation of Ultimate Potential Terminology	7
3.2	Changes in Estimates of Marketable Gas Ultimate Potential for WCSB	8
4.1	Generalized Map of Canadian Sedimentary Basins	9
4.2	Categories of WCSB Resources	13
4.3	East Coast Regional Map	14
4.4	Categories of East Coast Resources	15
4.5	West Coast Regional Map	17
4.6	Categories of West Coast Resources	18
4.7	Northern Canada Regional Map	19
4.8	Categories of Northern Canada Resources	19
4.9	Categories of Ontario Resources	20
4.10	Categories of Gulf of St. Lawrence Resources	21

Acronyms

B.C.	British Columbia
BCMEM	British Columbia Ministry of Energy and Mines
CGPC	Canadian Gas Potential Committee
CNOPB	Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board
CNSOPB	Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board
EMA	Energy Market Assessment
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
GIP	gas in place
GSC	Geological Survey of Canada
NEB, the Board	National Energy Board
U.S.	United States of America
WCSB	Western Canada Sedimentary Basin

Units

Bcf	= billion cubic feet
Tcf	= trillion cubic feet

FOREWORD

As part of its mandate, under the NEB Act, the National Energy Board (NEB or the Board) continually monitors the supply of all energy commodities in Canada (including electricity, oil, natural gas and natural gas liquids) and the demand for Canadian energy commodities in both domestic and export markets. The Board publishes reports on energy, known as Energy Market Assessments (EMAs), which examine various facets of the Canadian energy market. These reports include both long-term assessments of Canada's supply and demand and specific reports on current and near-term energy market issues.

In addition to its mandate to monitor energy markets in Canada, the Board has a specific monitoring role pursuant to its regulatory responsibilities. The Board is required to monitor Canadian energy markets to ensure that markets are operating such that Canadian energy requirements are being met at fair market prices.

This EMA report examines the geological potential for conventional natural gas resources and presents an estimate of those resources for the country. The main objective of this report is to provide the current status of the NEB estimates and to provide the groundwork for future work through partnerships with other provincial, territorial or federal agencies.

Summary and Conclusions

In its most recent Canadian Energy Supply and Demand report, titled *Canada's Energy Future: Scenarios for Supply and Demand to 2025* (Energy Future)[1], the Board identified the size of the natural gas resource base as a key uncertainty in projecting future natural gas supply. Further, during the public consultations leading up to that report, the Board received suggestions to update its estimates of ultimate potential of conventional natural gas. Considering the importance of ultimate potential in determining Canada's future natural gas availability, the Board is embarking on a program to reassess its estimates.

The primary purpose of this report is to provide the current status of the Board's estimates of conventional natural gas resources in Canada. As well, this report will serve as a starting point for a series of assessments of the ultimate potential of conventional natural gas. The first such assessment is already underway. In partnership with the Alberta Energy and Utilities Board (EUB), the size of Alberta's conventional natural gas resource base is being examined. A second assessment is being considered by the British Columbia Ministry of Energy and Mines (BCMEM) and the Board to examine the ultimate potential for conventional natural gas in British Columbia (B.C.).

The Board has also completed an internal assessment of the ultimate potential of conventional natural gas in Alberta to further verify its findings contained in the Energy Future report and to identify areas for further examination in the joint assessment with the EUB. As such, the Board considers its internal assessment to be an interim estimate until the results of the joint assessment are released in late 2004 or early 2005.

The Board's internal assessment (2004 assessment) has resulted in an estimate of 5 855 $10^9 m^3$ (207 Tcf) for the ultimate potential of conventional natural gas in Alberta. This estimate is slightly higher than the estimate provided by the Canadian Gas Potential Committee (CGPC) in 2001 and is higher than the EUB's last assessment from 1992.

The results of the Board's assessment of Alberta indicate that in spite of the very high drilling activity levels and the exploration success over the 10-year period from 1990 to 2000, the total resource base did not increase substantially. Rather, resources have been converted from the undiscovered category to discovered and produced. The Board's methodology captures the ultimate potential of established plays in Alberta. Should new plays be developed in the future, the resources in those plays would be added to the results of the 2004 assessment.

The Board also notes that the majority of the undiscovered resources in Alberta will be found in the shallower Cretaceous zones, not in the deeper Devonian zones. In addition, the Board examined the impact of restricted access to drilling, such as under cities, national parks and large lakes. The Board

1 The Board published *Canada's Energy Future: Scenarios for Supply and Demand to 2025* in 2003. This report describes two scenarios for the future and the reader is referred to that document for a full explanation of those scenarios. The report is available from the NEB Website at www.neb-one.gc.ca.

found that this restriction does not have a significant impact, as only 71 10^9m^3 (2.5 Tcf), or four percent, of the undiscovered resources are not accessible. However, the impacted volume could increase by another 41 10^9m^3 (1.5 Tcf) if undiscovered sweet gas in the areas around the cities is not developed shortly.

In addition to its recent assessment covering Alberta, the Board also made revisions to its estimate for the Mackenzie Delta-Beaufort Sea region and the East Newfoundland Basin. The remainder of the frontier area estimates are unchanged.

The Board's current estimate for ultimate potential of conventional natural gas in Canada stands at 14 214 10^9m^3 (501 Tcf). This estimate includes the recent internal assessment for Alberta and the revisions to some frontier estimates. Further updates will be provided upon completion of joint assessments with the EUB and the BCMEM-NEB assessment, if it proceeds. As well, the Board will be exploring opportunities to update estimates of ultimate potential of natural gas in other regions in order to better define this key uncertainty regarding future natural gas supplies in Canada. Figure 1.1 shows the distribution of the resources by basin, while Tables 1.1A and 1.1B shows the estimates for each basin in both metric and imperial units.

FIGURE 1.1

Distribution of Canada's Ultimate Potential of Conventional Natural Gas Resources by Region

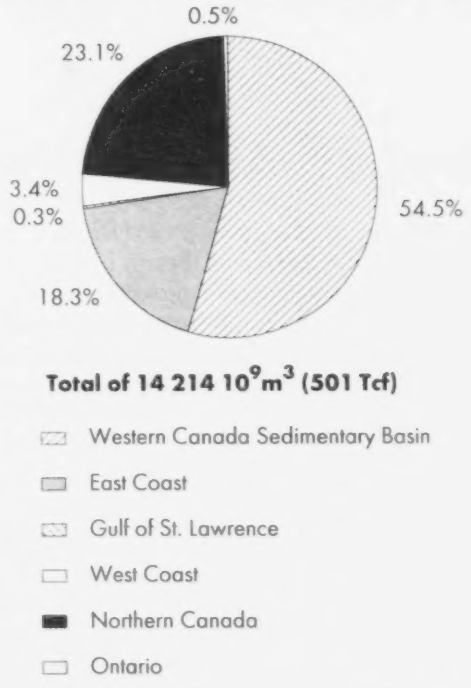


TABLE 1.1A

Current NEB Estimates of Ultimate Potential for Conventional Marketable Natural Gas in Canada ($10^9 m^3$)

	Discovered Resources	Undiscovered Resources	Ultimate Potential[1]
Western Canada Sedimentary Basin			
Alberta	4 125	1 730	5 855
British Columbia	663	773	1 436
Saskatchewan	213	42	255
Southern Territories	27	169	196
Total	**5 028**	**2 714**	**7 742**
East Coast (Offshore)			
Labrador	130	660	790
East Newfoundland Basin	0	352	352
Grand Banks	110	375	485
Southern Grand Banks	0	86	86
Laurentian Sub-Basin	0	170	170
Nova Scotia	147	505	652
George's Bank	0	60	60
Total	**387**	**2 208**	**2 595**
West Coast			
Offshore	0	255	255
Intermontane	0	230	230
Total	**0**	**485**	**485**
Northern Canada			
Northwest Territories - Colville Hills	17	117	134
Mackenzie-Beaufort	254	1 460	1 714
Yukon - Eagle Plains	2	28	30
Yukon - Others	1	114	115
Arctic Islands	331	793	1 124
Eastern Arctic	0	140	140
Hudson Bay	0	28	28
Total	**605**	**2 680**	**3 285**
Ontario	**44**	**23**	**67**
Gulf of St. Lawrence (Maritimes Basin)	**2**	**38**	**40**
TOTAL CANADA[1]	**6 066**	**8 148**	**14 214**

1. Numbers may not add due to rounding.

TABLE 1.3B

Current NEB Estimates of Ultimate Potential for Conventional Marketable Natural Gas in Canada (Tcf)

	Discovered Resources	Undiscovered Resources	Ultimate Potential[1]
Western Canada Sedimentary Basin			
Alberta	146	61	207
British Columbia	23	27	51
Saskatchewan	8	1	9
Southern Territories	1	6	7
Total	**178**	**96**	**274**
East Coast (Offshore)			
Labrador	5	23	28
East Newfoundland Basin	0	12	12
Grand Banks	4	13	17
Southern Grand Banks	0	3	3
Laurentian Sub-Basin	0	6	6
Nova Scotia	5	18	23
George's Bank	0	2	2
Total	**14**	**77**	**91**
West Coast			
Offshore	0	9	9
Intermontane	0	8	8
Total	**0**	**17**	**17**
Northern Canada			
Northwest Territories - Colville Hills	1	4	5
Mackenzie-Beaufort	9	52	61
Yukon - Eagle Plains	0	1	1
Yukon - Others	0	3	3
Arctic Islands	12	28	40
Eastern Arctic	0	5	5
Hudson Bay	0	1	1
Total	**22**	**94**	**116**
Ontario	**1**	**1**	**2**
Gulf of St. Lawrence (Maritimes Basin)	**0**	**1**	**1**
TOTAL CANADA[1]	**215**	**286**	**501**

1. Numbers may not add due to rounding.

INTRODUCTION

In its Energy Future report, the NEB provided estimates of the ultimate potential of conventional natural gas resources for sedimentary basins in Canada. In that report, the Board utilized two different estimates of the resource base for the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB). The first resource base was that published by the CGPC in 2001. The second and higher resource base utilized the NEB's own assessment for the B.C. portion of the basin and included additional resources in the Alberta portion of the basin. In both scenarios, the Board relied on one set of estimates, based on work done by the Geological Survey of Canada (GSC), for the basins outside of the WCSB.

During the Board's consultation process for the Energy Future report, several parties suggested that the Board should update its estimates of ultimate potential. As a result, the NEB plans to examine the ultimate potential of gas resources in Canada over the next number of years. To the extent possible, these studies are planned to be done through partnerships with provincial, territorial or other federal agencies.

The first study will be an examination of the Alberta portion of the WCSB, to be completed with the EUB. That work has been underway for about two years, and is expected to be completed and released as a joint report in late 2004 or early in 2005. In this EMA, the NEB utilizes its own interim assessment for Alberta. The second study could be an assessment of the B.C. portion of the WCSB, to be done in conjunction with the BCMEM. Decisions on the reassessment of other areas of Canada will be made at a future date.

The primary purpose of this EMA is to provide the current status of estimates of ultimate potential of conventional natural gas in Canada; secondly, this EMA will serve as the starting point for the reassessments indicated above. This EMA provides the NEB's current estimates of ultimate potential of conventional natural gas for each area, observations of current drilling activity in each area and, finally, discusses possible impacts of that activity on the ultimate potential of conventional natural gas in that area. Since this EMA discusses the current NEB estimates, there is only one estimate provided for the WCSB, not two, as were provided for the two different scenarios considered in the Energy Future report. Further, this estimate is almost exclusively the NEB's own assessment. This EMA does not address additional resources that could be found in unconventional sources of gas such as coalbed methane, tight gas sands, gas hydrates, or shale gas.

BACKGROUND

3.1 Terminology

The term *ultimate potential* refers to an estimate of the volume of resources that will be proven to exist in a geological basin, or in a specific area, after exploration has ceased. At any point in time, ultimate potential is the sum of resources that have been *discovered* and resources that are still *undiscovered.* Discovered resources have been confirmed by wells already drilled, while undiscovered resources are expected to be found by future drilling. The ratio between discovered and undiscovered resources provides a measure of the basin or area's maturity. More mature areas have a smaller portion of undiscovered resources compared with discovered while less mature areas have a smaller portion of discovered resources compared with undiscovered.

Discovered resources include currently economic volumes (called reserves), currently non-economic volumes and volumes already produced (called cumulative production). Reserves, by definition, refer to the volume that remains to be produced at a given point in time. The term *remaining resources* is used to describe the volume that could be produced in the future and includes the reserves, non-economic volumes and undiscovered resources.

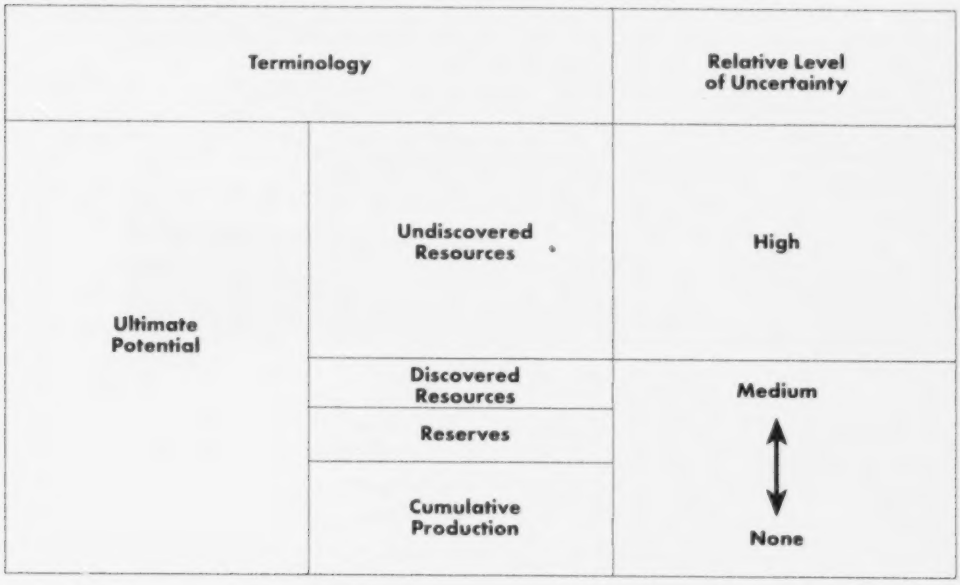
Many estimates of ultimate potential are a calculation of the volume of gas in the ground, expressed as *gas in place* (GIP). Some estimators report the volume that can be produced, expressed as *recoverable gas*. Further, some estimators report the *marketable gas* volume or the volumes that remain after processing. In this report, only marketable volumes are given.

Since estimates of ultimate potential refer to a volume of gas to be discovered in the future, the estimates always have some degree of uncertainty associated with them. The amount of uncertainty varies for each component of the estimate. *Undiscovered resources* have the highest amount of uncertainty, since there is no specific information known about them. The level of uncertainty for *discovered resources* is medium, for reserves, it is minimal, and finally, there is no uncertainty for the volume of cumulative production.

The uncertainty around the undiscovered resources portion also varies according to the maturity of the area being examined. In mature areas where abundant information is available, estimators can usually establish the undiscovered portion with more accuracy. However, in less mature areas the uncertainty is much higher and the range of estimates tends to be larger. Some estimators only provide their best estimate, or mean value, whereas others provide a full range of estimates. In this report, the NEB provides the mean values of its estimates. Figure 3.1 is a schematic representation of the terminology used in discussing ultimate potential.

FIGURE 3.1

Schematic Representation of Ultimate Potential Terminology



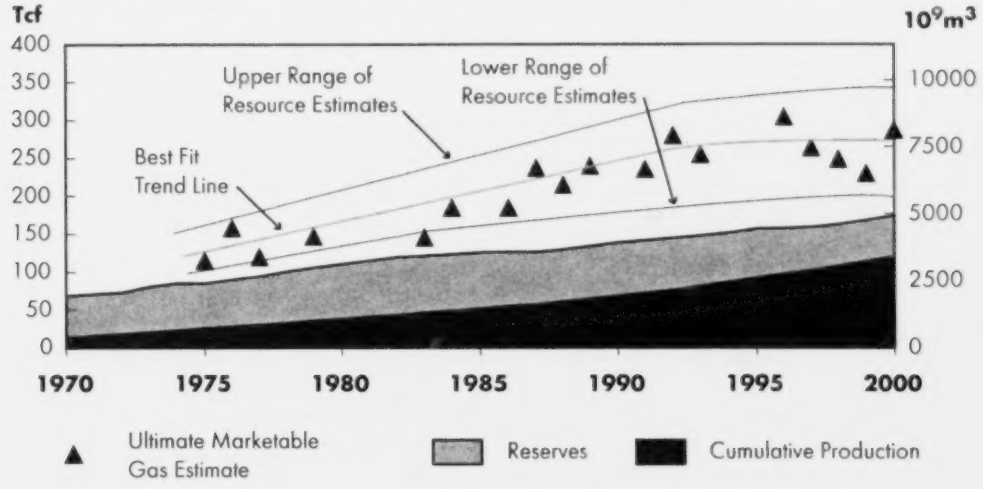
3.2 Evolution of Estimates

Estimates of ultimate potential of conventional natural gas and the range of those estimates change over time as more becomes known about the geology of the basin and as technology develops. For example, improved seismic processing has allowed industry to better locate reef edges – the Ladyfern discovery in B.C. added a very large pool to a play that had previously been estimated to have a much smaller undiscovered resource. Over time, the rate of growth of the estimates is expected to flatten as the size of the discovered resources approaches the ultimate potential of the basin.

Figure 3.2 shows the changes in estimates for the WCSB over the past 30 years. This figure also compares estimates of ultimate potential with the cumulative production and reserves. A close examination of the latest data suggests that the rate of growth has slowed. This emerging trend may be a signal that the WCSB is becoming mature. If so, while there may yet be new geological plays discovered, the size of the overall resource base is expected to remain near current estimates.

FIGURE 3.2

Changes in Estimates of Marketable Gas Ultimate Potential for WCSB



Regional Overview

This chapter discusses each sedimentary basin in Canada where there are estimates of ultimate potential of conventional natural gas available, provides the NEB estimates, discusses recent upstream activity taking place and makes some general observations on how that activity may impact the estimates of ultimate potential in the future. When applicable, there is also an indication given as to the status of any updates for the estimate of ultimate potential of conventional natural gas, either by a government body, the NEB (in partnership with the provincial or territorial regulatory agency), or by another source. Note that this EMA only discusses estimates of ultimate potential of conventional gas, which for the remainder of the report will be referred to as ultimate potential. There is no assessment of any unconventional gas types in this report. Figure 4.1 shows the locations of the sedimentary basins in Canada.

4.1 Western Canada Sedimentary Basin

The WCSB covers most of Alberta, about one-third of Saskatchewan, and smaller portions of British Columbia, Yukon, the Northwest Territories and Manitoba. The WCSB is the major hydrocarbon basin in Canada and one of the most important in North America in terms of gas production. It accounts for more than 90 percent of the gas production in Canada and for about 23 percent of

FIGURE 4.1

Generalized Map of Canadian Sedimentary Basins

North American natural gas production annually. In the last few years, gas production from the WCSB appears to have flattened after many years of growth, leading to increased uncertainty about the ability of industry to increase or maintain current production levels from the basin over the longer term.

The ultimate potential of the WCSB has been assessed many times in the past, as shown in Chapter Three. The most recent estimates have been conducted by Sproule Associates, on behalf of TransCanada Pipelines, Bowers (an independent petroleum consultant), the CGPC, and the GSC. Table 4.1 shows the dates and sizes of recent estimates of ultimate potential of the WCSB, to allow for comparison between estimates.

4.1.1 Alberta

In Alberta, oil and gas are found in rocks of many different age groups and sediment types, ranging from small continental-type sand deposits through widespread marine sheet sands to the deeper and older reefs and broad carbonate banks. The WCSB is centered over Alberta, with most of the deepest parts of the basin in western Alberta. Alberta can be sub-divided into regions with similar geographic and geological characteristics. Broadly, there are plains-type regions, which tend to be shallower and less structurally complex and the foothills-type regions, which tend to be deeper and more structurally complex. Recent estimates of marketable ultimate potential in Alberta range from 5 600 10^9m^3 (200 Tcf) as estimated by the EUB in 1992 to 5 761 10^9m^3 (203 Tcf) as estimated by the CGPC[2] in 2001. The NEB and EUB are currently conducting a joint assessment of the Alberta portion of the WCSB and expect to complete and publish their estimate late in 2004 or early in 2005.

TABLE 4.1A

Comparison of Recent Estimates of Ultimate Potential of the WCSB, in Total and for Individual Provinces (10^9m^3)

Marketable Gas					
Evaluator and Date	**British Columbia**	**Alberta**	**Saskatchewan**	**NWT/YT**	**WCSB Total**
GSC 1995[1]					7 903
CGPC 1997[2]	1 045	5 949	252	74	7 450
Sproule 1998					9 320
Bowers 2000	1 020	5 127	255	113	6 515
CGPC 2001	969	5 761	258	62	7 054
CERI 2002	1 465	6 238	241	201	8 144
NEB - total[3]	**1 436**	**5 855**	**211 (228)[4]**	**193**	**7 712**

1. based on discovered GIP of 6 374 at year-end 1990 and undiscovered of 6 575, converted to marketable gas by NEB
2. approximate values only, for provincial breakdown
3. compilation of NEB ultimate potential estimates from 1996 to 2004
4. estimate was for non-associated gas only (total with discovered solution and associated gas)

2 The CGPC uses the term Nominal Marketable Gas when it provides a marketable gas estimate. The nominal portion of the term is used to indicate that the estimate does not take into account restricted access issues, economics of developing all pools, not all pools will be found, undiscovered pools may not have the same characteristics as discovered pools and that production and transportation may not be available for the development of all pools. In this report, the CGPC estimates will be called marketable gas.

In the interim, the NEB undertook its own assessment to further verify some of its assumptions in its 2003 Energy Future report. A description of the methodology used, and a discussion of the NEB results can be found in the technical appendices to this EMA, available on the NEB website (www.neb-one.gc.ca).

In its 2004 assessment, the NEB used a different statistical approach than that employed by the CGPC. The NEB methodology uses a combination of geological and statistical analysis applied to the land, drilling and reserves data. The CGPC used a Petroleum Resources Information Management and Evaluation System analysis on reserves data. Year-end 2000 data was the most up-to-date available when the study began and forms the basis for the 2004 assessment. Subsequently, there has been an additional three years of very high drilling activity in the WCSB and Alberta. The results of that additional drilling information have not been included in the NEB assessment. However, that activity will be examined in the context of the joint assessment. The results of the NEB's assessment of the Alberta ultimate potential are shown in Table 4.2.

Additional Observations

In spite of significant drilling activity over the 10 years between 1990 and 2000 (the dates of data used to generate both the EUB's and NEB's estimates), there has been only a marginal increase in the estimate of ultimate potential of the province. The larger impact of that drilling has been a change in the ratio of undiscovered to discovered gas. For example, in 1992, the proportion of undiscovered was 39 percent, while in the 2004 assessment it is 30 percent, indicative of a maturing basin with limited opportunity for significant additional growth in the ultimate potential. In examining access issues, the NEB determined that 71 $10^9 m^3$ (2.5 Tcf) of remaining marketable gas resources should be considered as non-accessible[3], leaving 2 579 $10^9 m^3$ (91 Tcf) at year-end 2002, to satisfy Canadian domestic and export demand currently met from Alberta.

TABLE 4.1B

Comparison of Recent Estimates of Ultimate Potential of the WCSB, in Total and for Individual Provinces (Tcf)

Marketable Gas					
Evaluator and Date	**British Columbia**	**Alberta**	**Saskatchewan**	**NWT/YT**	**WCSB Total**
GSC 1995[1]					279
CGPC 1997[2]	36.9	210	8.9	2.6	263
Sproule 1998					329
Bowers 2000	36	181	9	4	230
CGPC 2001	34.2	203.4	9.1	2.2	249
CERI 2002	51.7	220.2	8.5	7.1	287.5
NEB - total[3]	**50.7**	**207**	**7.4 (8)[4]**	**6.8**	**273**

1. based on discovered GIP of 225 at year-end 1990 and undiscovered of 257.2, converted to marketable gas by NEB
2. approximate values only, for provincial breakdown
3. compilation of NEB ultimate potential estimates from 1996 to 2004
4. estimate was for non-associated gas only (total with discovered solution and associated gas)

3 Land that industry cannot drill on for environmental and other reasons. See Section 4.6 of Technical Appendix.

TABLE 4.2

Results of NEB 2004 Alberta Assessment

	Gas Volume $10^9 m^3$ (Tcf)		
	Discovered	**Undiscovered**	**Ultimate Potential**
Gas In Place	7 126 (252)	2 826 (100)	9 952 (351)
Recoverable	5 002 (177)	1 999 (71)	7 001 (247)
Marketable	4 125 (146)	1 730 (61)	5 855 (207)
Remaining Marketable[1]	920 (32)	1 730 (61)	2 650 (94)

1. Cumulative production to year-end 2002 is removed from the marketable volume.

The 2004 assessment only considered conventional natural gas resources in Alberta and did not consider additional volumes that may be available from different types of unconventional sources in Alberta. These unconventional sources include coalbed methane, shale gas, and gas resources contained in tight sands which do not have currently recognized resources. Timing and the amount of gas production from those sources remains unclear, although it should be noted that commercial production of coalbed methane has recently started in Alberta.

With the majority of the undiscovered resources expected to be found in numerous small pools contained in Cretaceous zones, it will be necessary for industry to drill an increasing number of wells to maintain production, or to lessen the decline of overall deliverability from Alberta sources. Since it is expected that wells will find continually smaller pools, exploitation of these smaller pools may result in a trend towards higher supply costs in the future. However, these costs may be offset to some extent by new technology. Drilling and completion costs have been kept relatively low by technological improvements made in many areas between 1990 and 2000. Technology gains of the past have allowed for the development of many new pools that would not have been economic previously. However, with the increased activity over the past year, there are signs that overall costs may be increasing.

The Board's methodology captures the resources found and expected to be found in plays that have been established to date. Should new plays develop in the future, the resources in those new plays would be added to the ultimate potential estimate provided in the 2004 assessment.

4.1.2 *British Columbia*

Northeastern British Columbia contains the northwestern part of the WCSB and has both oil and gas discovered in many of the same sediment types as Alberta. There are two distinct settings of geography and geology; one is the shallower, less structurally complex plains region and, the other is in the structurally complex and deeper foothills region. The NEB's 2000 estimate of ultimate potential in British Columbia is 1 436 $10^9 m^3$ (51 Tcf). The NEB and BCMEM are considering a joint assessment of the B.C. portion of the WCSB with a target to complete and publish their estimate in 2005. As of year-end 2002, 435 $10^9 m^3$ (15 Tcf) of gas has been produced from B.C., leaving reserves and undiscovered resources of 1 001 $10^9 m^3$ (35 Tcf).

Over the past few years, there has been a large increase in the number of wells drilled annually in British Columbia. The B.C. portion of the WCSB is considered to be somewhat less developed than the Alberta portion; hence, there may be opportunities to find larger pools both in the plains region and in the foothills. For example, the recent Ladyfern discovery in a Slave Point reef was estimated to contain as much as 28 $10^9 m^3$ (1 Tcf) and that discovery was made after the NEB assessment was

completed. Industry has also reported the discovery of gas in Mississippian and Devonian aged rocks in areas where previous assessments did not project significant volumes of undiscovered resources. These developments could have a significant impact on the total ultimate potential of B.C.

4.1.3 Saskatchewan

Saskatchewan covers most of the eastern part of the WCSB and oil and gas discoveries are mainly found in sandstone deposits. In southeastern Saskatchewan, there is a second basin called the Williston Basin (still considered to be part of the WCSB, Figure 4.1) where oil is found in tidal carbonate deposits, small carbonate reefs, and small sand deposits. The CGPC estimated the ultimate potential in Saskatchewan to be 257 10^9m^3 (9 Tcf) in 2001 and the NEB currently utilizes this estimate. The NEB, in 1998, estimated 211 10^9m^3 (7 Tcf) for non-associated gas only; adding discovered solution and associated volumes would add an additional 16.9 10^9m^3 (0.6 Tcf) to the NEB total. While there are no current plans for a new assessment of Saskatchewan gas resources by the NEB, new activity and new discoveries could indicate a need for an updated assessment. As of year-end 2002, 221 10^9m^3 (7.8 Tcf) of the marketable ultimate potential had been discovered, of which 141 10^9m^3 (5 Tcf) of gas has been produced, leaving reserves and undiscovered resources of 113 10^9m^3 (4 Tcf).

Drilling activity has increased in recent years, with the majority still directed toward oil development. The recent discovery of shallow gas in the Shackleton area, east of the existing Hatton Field complex, has added new reserves and extended the area of the Milk River gas zone. As in Alberta, the gas resources in that zone and the Medicine Hat zone have been underestimated in the past.

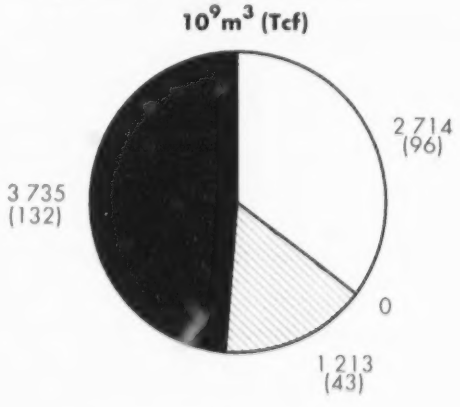
4.1.4 Manitoba

Manitoba contains the northeastern part of the Williston Basin and contains oil in tidal carbonate complexes. At this time, there are no recognized gas pools in Manitoba, although solution gas has been flared from its oil pools. There has been some speculation that the Cretaceous sediments could hold potential for undiscovered gas resources as evidenced by shallow gas wells that have been drilled to supply local farm needs.

However, the total volume of that undiscovered gas is likely to be small, less than 28 10^9m^3 (1 Tcf). Figure 4.2 shows categories of the WCSB resources.

FIGURE 4.2

Categories of WCSB Resources

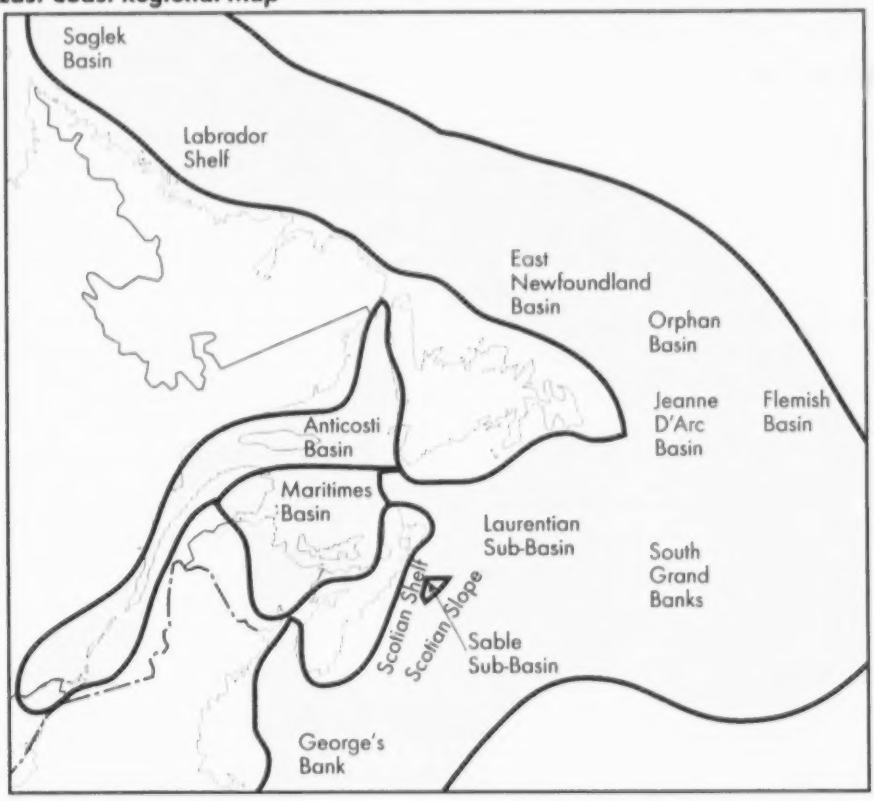


4.2 East Coast

There are three major offshore regions in eastern Canada that have significant natural gas discoveries and have potential for more discoveries: offshore Labrador, offshore Newfoundland (Grand Banks), and offshore Nova Scotia. Some of the major regions have minor areas which are also discussed. Figure 4.3 shows a regional map of the East Coast areas, while Figure 4.4 shows the categories of the resources.

FIGURE 4.3

East Coast Regional Map



4.2.1 Labrador

The Labrador Shelf is located offshore of Labrador and for this report includes the Saglek Basin portion of the Eastern Arctic, which extends northward from Labrador to offshore Baffin Island (Figure 4.3). To date, marketable gas resources of 130 10^9m^3 (4.6 Tcf) have been discovered in six significant discovery areas. These discoveries were made between 1973 and 1980 and are all remote from any transportation options for the gas. There has been no activity for the past decade, with the exception of speculative seismic programs (done by seismic companies for sale to industry).

4.2.2 Grand Banks

The Jeanne d'Arc Basin located on the Grand Banks of Newfoundland has discovered marketable gas resources of 110 10^9m^3 (3.9 Tcf) (Figure 4.3). However, the majority of discoveries in this basin have been oil and the majority of discovered gas is associated and solution gas. Two of the larger accumulations, Hibernia and Terra Nova, are now producing oil. A third oil accumulation, White Rose, is nearing its production start-up date. The associated and solution gas in these fields will be required to maintain the reservoir pressure in the fields in order to maximize oil recovery. As a result, this gas will not be available for production for most of the next decade.

The NEB utilizes 1 275 10^9m^3 (45 Tcf) for the Grand Banks and Labrador regions combined, based on estimates provided by the GSC and Canada Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB).

The CNOPB is generating a new estimate for the Flemish Pass area, and this is expected to be released in 2004.

4.2.3 East Newfoundland Basin

The East Newfoundland Basin is located between the Grand Banks and the Labrador Shelf, and has seen only limited activity in the past (Figure 4.3). The NEB estimated the marketable gas resources to be 352 10^9m^3 (12 Tcf), based on estimates provided by the GSC in 1983. In a recent land sale, large blocks of land in the Orphan area were released and it is expected that exploration will commence in 2004 with seismic. Drilling of new geological structures may still be some time in the future. No activity is expected in the western portion of this basin in the near future.

4.2.4 Southern Grand Banks

In the Southern Grand Banks, there are a number of small sub-basins that have been explored in the past without finding commercial volumes of oil or gas (Figure 4.3). The NEB estimated the marketable ultimate potential to be 86 10^9m^3 (3 Tcf), based on estimates provided by the GSC in 1983. Activity has been limited in these basins for some time; however, Husky has proposed drilling a well in 2004.

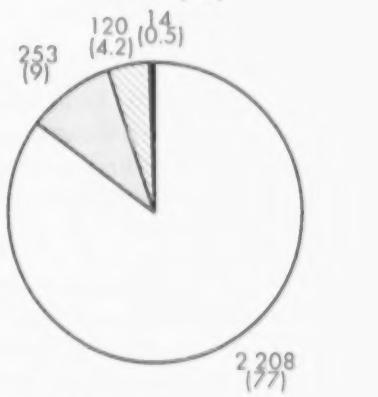
4.2.5 Laurentian Sub-Basin

This area lies to the east of Cape Breton Island, between the Nova Scotia offshore sub-basins and the Southern Grand Banks offshore sub-basins (Figure 4.3). The NEB estimates the marketable ultimate potential for this area to be 170 10^9m^3 (6 Tcf), based on a 1992 GSC estimate. Upstream industry activity has been slowed pending resolution of the border issue between Newfoundland and Nova Scotia. This matter was recently settled in the courts, but negotiations between the federal and provincial governments and industry over pre-existing permits is still required. There was one unsuccessful well drilled recently in the French waters south of the islands of St. Pierre and Miquelon.

FIGURE 4.3

Categories of East Coast Resources

10^9m^3 (Tcf)



4.2.6 Nova Scotia Offshore

Out of the three East Coast regions, offshore Nova Scotia is the only area to have commercial natural gas production (Figure 4.3). The still relatively unexplored Scotian Shelf and Slope are viewed to have potential for new discoveries. The results from drilling programs taking place in the upcoming years will be critical in indicating the potential level of production from the basin.

Scotian Shelf/Scotian Slope:

The estimates of discovered marketable gas resources range from 102 to 147 10^9m^3 (3.6 to 5.2 Tcf) in the Sable sub-basin. The NEB recognizes that the lack of recent exploration success in the shallow water plays warrants the use of a reduced estimate of ultimate

potential. As such, the current NEB ultimate potential estimate consists of 248 $10^9 m^3$ (8.8 Tcf) of marketable gas in the shallow water and 404 $10^9 m^3$ (14 Tcf) for the deep water plays, for a total of 652 $10^9 m^3$ (23 Tcf). The NEB estimate is based on estimates provided by the GSC and the Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB). At year-end 2002, 13.7 $10^9 m^3$ (0.5 Tcf) of marketable gas had been produced from the Sable project.

Activity in the Sable Sub-Basin on the Scotian Shelf is being conducted by EnCana and Canadian Superior. Canadian Superior is pursuing two shallow water prospects, the Marquis and Mariner wells, just northwest and northeast of Sable Island. In January 2004, Mariner was showing significant gas during drilling. The Mariner block has a resource potential of 34 $10^9 m^3$ (1.2 Tcf) of natural gas. EnCana is drilling a deep water prospect at Weymouth.

Deep Panuke:

The Deep Panuke gas field is located on the Scotian shelf, 45 kilometers southwest of the Sable Offshore Energy Project and 175 kilometers southeast of Goldboro, Nova Scotia. EnCana discovered this gas field in the late 1990s and estimates the discovered resources to be 28 $10^9 m^3$ (1 Tcf). Encana estimates the undiscovered resources to be in the range of 85 to 255 $10^9 m^3$ (3 to 9 Tcf) for the entire Baccaro Reef play. Two other reportedly successful wells have now been drilled and these could boost confidence in the economic potential of the Deep Panuke discovery. The first was the Margaree well drilled in July 2003. The second well is MarCoh, which was spudded in August 2003 but is currently suspended.

4.2.7 George's Bank

The George's Bank is located south of Nova Scotia, with a divided jurisdiction between Canada and the United States (Figure 4.3). This area is under a moratorium on activity, which was recently extended to 2012. The NEB estimates the Canadian portion to have a marketable ultimate potential of 60 $10^9 m^3$ (2 Tcf), based on estimates provided by the GSC in 1983.

4.3 West Coast

4.3.1 Offshore

There are five basins located offshore of British Columbia: the Georgia, Queen Charlotte, Hecate, Winona, and Tofino Basins, and these are shown in Figure 4.5. These basins have been lightly explored in the past without finding commercial volumes of oil or gas. In its Energy Future report, the NEB assigned the marketable ultimate potential as 255 $10^9 m^3$ (9 Tcf), based on estimates provided by the CGPC in 2001.

There were 28 wells drilled into the Hecate, Queen Charlotte and Tofino Basins between 1913 and 1984. These wells confirmed the presence of reservoir rocks, source rock material and potential seals in the basins. Seismic data confirms the presence of potential trapping configurations. One hundred and twenty-two onshore wells have been drilled into the various sub-basins of the Georgia Basin (located between Comox on Vancouver Island and Bellingham, Washington) in Canada and the United States, many of which encountered shows of both oil and gas in rocks of Tertiary to Cretaceous age.

In 1972, the Canadian federal government declared an indefinite moratorium on offshore oil and gas activities due to environmental concerns. This was extended after the Exxon Valdez oil spill in 1989.

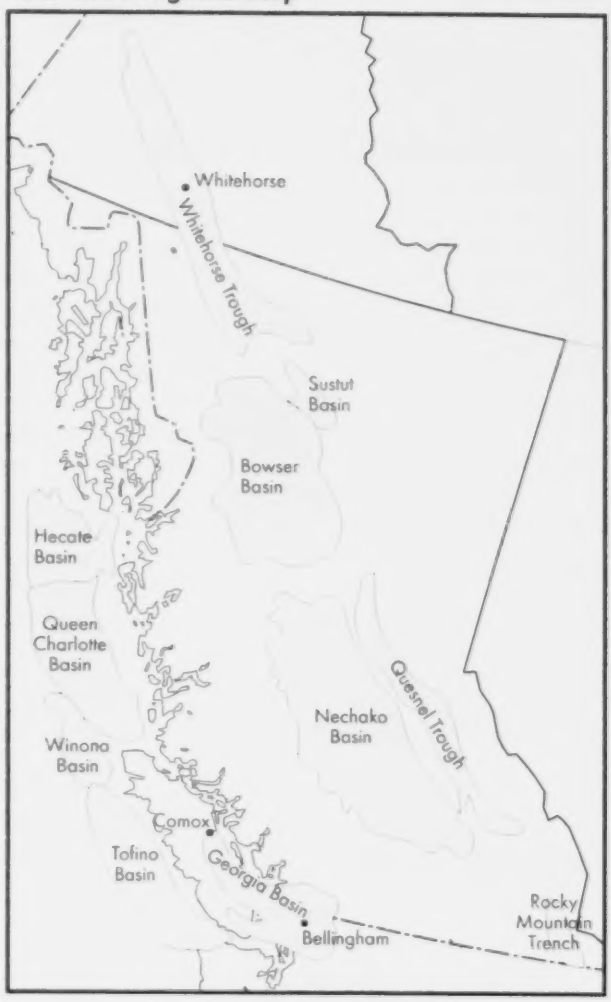
In 2003, the Minister of Natural Resources Canada announced that Canada will proceed with a review of the federal moratorium for the Queen Charlotte Area.

4.3.2 B.C. Intermontane Basins

There is a series of sedimentary basins in the central part of B.C., stretching from the Rocky Mountain Trench in southeastern B.C., through the Quesnel Trough and Nechako Basins, the Bowser/Sustut Basins and finally the Whitehorse Trough in northwestern B.C. and the Yukon Territory (Figure 4.5). The GSC conducted informal assessments of these basins for the B.C. Government in 1992, 1993 and 1994. A new assessment is in progress for the Bowser Basin. The current NEB marketable ultimate potential estimate for these basins, including the B.C. portion of the Whitehorse Trough, is 230 $10^9 m^3$ (8 Tcf).

FIGURE 4.5

West Coast Regional Map



There were two wells drilled in the Bowser/Sustut Basins, in 1969 and 1973. One well had a gas show in a fractured shale zone. There have been 12 wells drilled in the Nechako Basin/Quesnel Trough between 1930 and the early 1980s. A total of 100 oil and gas shows were documented in the Cretaceous sections of these wells. Approximately 25 wells have been drilled in the Rocky Mountain Trench, mainly on the U.S. side of the international border, with a total of six gas shows reported. No wells have been drilled in the Whitehorse Trough. Figure 4.6 shows the categories of resources on the West Coast.

4.4 Northern Canada

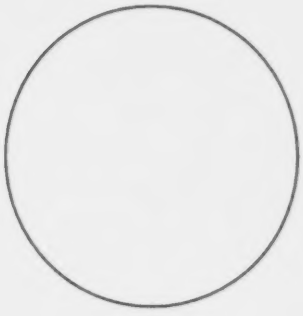
4.4.1 Northwest Territories

In the southern region of the Northwest Territories, gas plays exist just north of the 60th parallel in the northern limit of the WCSB. The Liard Plateau and the Great Bear Plain contain Devonian to Cretaceous age sediments having gas potential. All of the northern Canada basins are shown on Figure 4.7. Marketable ultimate potential for the WCSB extension is estimated by the NEB to be 132 $10^9 m^3$ (4.7 Tcf) with only 1.8 $10^9 m^3$ (70 Bcf) discovered to date. Gas is being produced in the Fort

FIGURE 4.6

Categories of West Coast Resources

$10^9 m^3$ (Tcf)



485
(17)

- Undiscovered Resources
- Discovered Resources
- Reserves
- Cumulative Production (to end 2002)

Liard area and by year-end 2002, 9 $10^9 m^3$ (0.3 Tcf) of marketable gas had been produced. Current activity is in two areas: Cameron Hills and Liard. In Cameron Hills, four wells have been approved for drilling this winter and in Liard, three wells have been approved for drilling.

Further north, in the Coleville Hills, a Cambrian sandstone play has been identified. The CGPC estimated 17 $10^9 m^3$ (619 Bcf) of marketable discovered resources and 117 $10^9 m^3$ (4.1 Tcf) of marketable undiscovered resources for this area. Seven wells have been approved for drilling and two others approved for work-over, in the winter of 2003-2004.

In addition, there is a series of carbonate plays along the Mackenzie River Valley, highlighted by the oil discovery at Norman Wells made in the 1920s. To date, no additional discoveries have been made. It is expected that industry will become more active in the valley as the planning and regulatory process for a Mackenzie Valley pipeline project continues.

4.4.2 Mackenzie Delta – Beaufort Sea

The Mackenzie Delta and Beaufort Sea region has a marketable ultimate potential of 1 714 $10^9 m^3$ (61 Tcf), based on a GSC estimate from 1988 (Figure 4.7). Of this total, the NEB estimates the marketable discovered resources in the Mackenzie Delta to be 140 $10^9 m^3$ (4.9 Tcf), with an additional 114 $10^9 m^3$ (4.1 Tcf) discovered in the Beaufort Sea.

Gas production is currently limited to the Ikhil Field, which supplies gas to Inuvik, some 50 kilometres away. There has been a limited amount of drilling activity over the past year with some indications of gas success. Two wells are approved for drilling this winter on the Delta.

4.4.3 Yukon

The Yukon includes eight gas potential areas. Only the Liard Plateau, in the south, currently produces commercial volumes of gas (Figure 4.7). Marketable discovered gas resources in Liard (part of the WCSB extension), are estimated by the NEB to be 5.2 $10^9 m^3$ (148 Bcf) with undiscovered resources of 56 $10^9 m^3$ (2.0 Tcf). At year-end 2002, 4 $10^9 m^3$ (0.2 Tcf) of marketable gas has been produced. Evaluation of recent drilling activity is expected to result in some revision to these estimates.

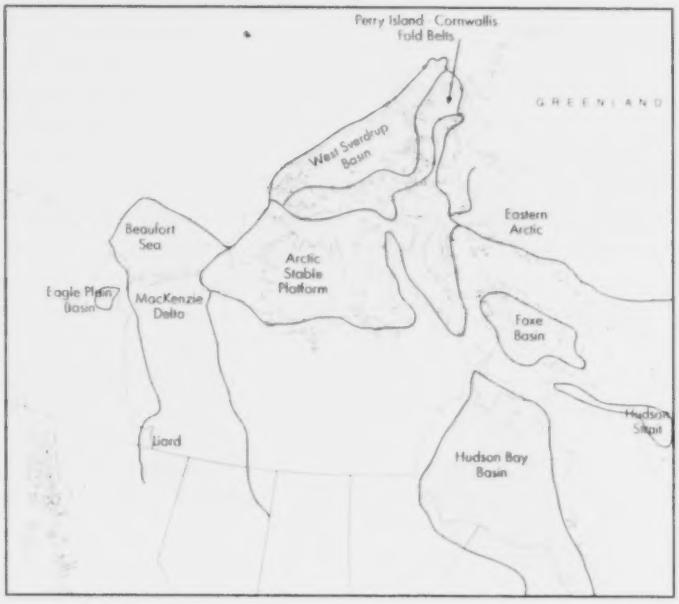
The other six basins and one coastal area in the Yukon have a combined estimate of 2.5 $10^9 m^3$ (72 Bcf) of marketable discovered resources and 142 $10^9 m^3$ (5 Tcf) of marketable undiscovered resources, based on a series of assessments done by the GSC and NEB for the Yukon Government in 2000 and 2001. The Eagle Plains Basin is the largest of these, with an estimated 1.8 $10^9 m^3$ (51 Bcf) of marketable discovered gas and 28 $10^9 m^3$ (1 Tcf) of marketable undiscovered gas. There is no drilling occurring at this time but the Yukon government is encouraging activity.

4.4.4 Arctic Islands

The Arctic Islands region contains three structural components: the West Sverdrup Basin, the Parry Island-Cornwallis Fold Belts, and the Stable Platform region (Figure 4.7). The West Sverdrup Basin has a marketable discovered gas resource of 331 10^9m^3 (12 Tcf), and a marketable undiscovered gas resource of 433 10^9m^3 (15 Tcf) as estimated by the NEB, based on estimates provided by the GSC in 2000. The NEB evaluation of the Fold Belts has marketable ultimate potential of 172 10^9m^3 (6 Tcf) while the Stable Platform has 188 10^9m^3 (7 Tcf), based on estimates provided by the GSC in 1983. The total NEB estimate for the region is 1 124 10^9m^3 (40 Tcf).

FIGURE 4.7

Northern Canada Regional Map



4.4.5 Eastern Arctic

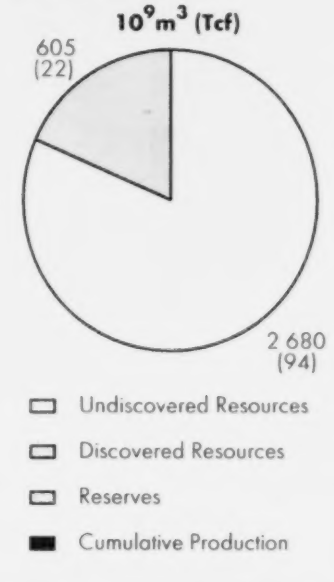
The Eastern Arctic region is found offshore of Baffin Island and includes Lancaster Sound and the Canadian portions of Baffin Bay and Davis Strait (Figure 4.7). The NEB estimate of marketable ultimate potential is 140 10^9m^3 (5 Tcf), based on estimates provided by the GSC in 1983. The only current activity for these areas is some exploration on the Greenland portion of Baffin Bay and Davis Strait. Successful exploration and development in that area could renew the interest of Canadian industry.

4.4.6 Hudson Bay

The Hudson Bay Basin contains carbonate rocks of Paleozoic age and underlies or is adjacent to Hudson Bay, Hudson Strait and Baffin Island in Manitoba, Ontario, and Nunavut (Figure 4.1). There have been nine wells drilled in total in these areas. No commercial volumes of oil or gas have been found, and there is no activity taking place at this time. The NEB currently uses a marketable ultimate potential estimate of 28 10^9m^3 (1 Tcf), based on estimates provided by the GSC in 1983. Figure 4.8 shows the categories of Northern Canada resources.

FIGURE 4.8

Categories of Northern Canada Resources



4.5 Ontario

Canada's first oil discovery was made in southern Ontario, between Lake Huron and Lake Ontario, at Oil Springs in 1858 (Figure 4.1). The sedimentary rocks in this basin range in age from Cambrian to Devonian and extend southward into the Michigan Basin in the U.S. In southern Ontario, discoveries tend to be relatively small and are found in both sandstone and carbonate reservoirs. There have been a few estimates of ultimate potential made since the early 1980s, with the most recent being that by the CGPC in 2001. The NEB estimates the marketable undiscovered gas resources to be 23 $10^9 m^3$ (0.8 Tcf) based on estimates provided by the GSC in 1983. The Canadian Association of Petroleum Producers estimates that 33 $10^9 m^3$ (1.2 Tcf) of gas had been produced by year- end 2000. Figure 4.9 shows the categories of southern Ontario resources.

Exploration activity continues in southern Ontario at a relatively slow pace with only 80 wells drilled in 2003. Talisman is the most active large company and has been drilling wells under Lake Erie using barges. Given the size of the basin in southern Ontario and the long history of development, it is unlikely that there will be any significant increase to the ultimate potential in this basin. Small pool development in this basin is enhanced by very low transportation costs due to its very close proximity to major market centres in southern Ontario and the U.S.

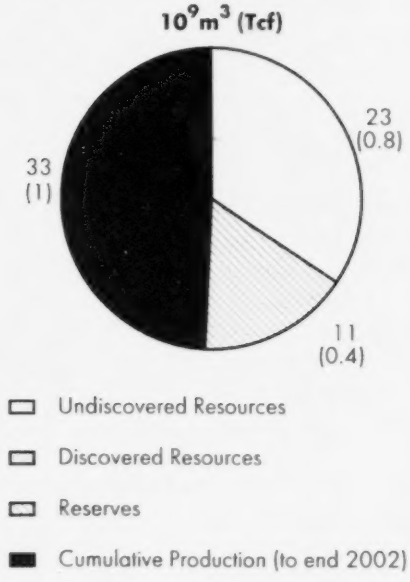
4.6 Gulf of St. Lawrence

4.6.1 Anticosti Basin

This linear trend of sedimentary rocks is the Canadian extension of the Appalachian geology and consists mainly of rocks ranging in age from Ordovician to Devonian (Figure 4.1). Shallow Quaternary sand deposits from the last glaciation phase in the area also contain localized gas deposits. The southwestern part of this trend, near Montreal, contains one area for exploration in structurally controlled settings. In the Anticosti Basin, mainly under the Gulf of St. Lawrence, the same targets exist, again in structurally controlled settings. The CGPC estimates the recoverable discovered gas resources for all of these plays to be 1.6 $10^9 m^3$ (45 Bcf) but does not estimate undiscovered volumes due to a lack of data.

FIGURE 4.9

Categories of Ontario Resources



A limited number of wells have been drilled in these plays, although drilling in Newfoundland goes back for more than 130 years. The drilling history has been largely unsuccessful in all of these plays, with only two commercial gas fields found in Québec in 1955 and 1976. Corridor Resources has conducted some recent drilling on Anticosti Island but did not find commercial quantities of gas or oil.

4.6.2 Southern Portion

The southern portion of the Gulf is occupied by the sedimentary rocks of the Magdalen or Maritimes Basins (Figure 4.1). The basin is mainly located under the waters of the Gulf, but does extend onshore in

New Brunswick, Prince Edward Island, Newfoundland and Nova Scotia. Sediments in this area are mainly of Mississippian age with some local Devonian aged rocks that are primarily sandstones, siltstone and shales of continental origin. There is a thick sequence of limestones and evaporates in the lower portion of the basin. The NEB estimates the marketable ultimate potential to be 38 $10^9 m^3$ (1.3 Tcf), based on estimates provided by the GSC in 1983, for the entire Gulf of St. Lawrence region.

Past exploration activity established one oil and gas pool at Stony Creek in New Brunswick which produced both gas and oil for markets in Moncton up to the 1940s. Corridor Resources made a discovery of gas at the McCully Field in New Brunswick, near Moncton, in the 1990s. Corridor Resources estimates that this discovery could contain as much as 28 $10^9 m^3$ (1 Tcf) of marketable gas, and it is now supplying gas to a local potash mill while continuing with its plans to develop the field. Additionally, in 1974, there was a gas discovery offshore Prince Edward Island but it is too small to justify production at this stage. An onshore oil discovery was made near Port Au Port, Newfoundland in the 1990s. Canadian Imperial Ventures is continuing to assess the development of that discovery today. There have also been gas discoveries reported on the Gaspé Peninsula in Québec with at least one being produced for local use. Nova Scotia expects to have four wells drilled onshore in the next year. Offshore activity in the Gulf continues to be affected by regulatory issues and interprovincial border questions. Corridor Resources and Hunt Resources received approval to proceed with some new seismic offshore Cape Breton Island, after a regulatory process in which environmental concerns were prominent. Corridor Resources completed its program in December 2003. Figure 4.10 shows the categories of the Gulf of St. Lawrence resources.

FIGURE 4.10

Categories of Gulf of St. Lawrence Resources

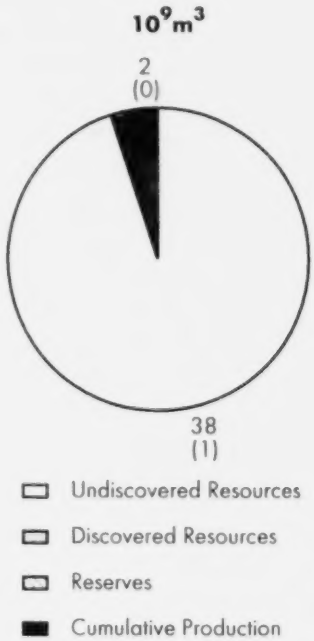


Table 4.3 shows the more recent estimates of ultimate potential available for basins in Canada, other than the WCSB, in both metric and imperial units.

TABLE 4-3A

Current NEB Estimates of Ultimate Potential for Conventional Marketable Natural Gas for Canadian Basins Excluding the WCSB ($10^9 m^3$)[1]

	Evaluator and Date[1]										
Basin or Area	**GSC 1983**	**GSC 1988**	**GSC 1992**	**GSC 1998**	**GSC 2000**	**CGPC 1997**	**CGPC 2001**	**Yukon 2000**	**CNOPB 2001**	**CNSOPB 2002**	**CERI 2002**
East Coast											
Newfoundland											
Labrador	781						265				866
Grand Banks	329						239		486		501
East Newfoundland Basin	352										234
South Grand Banks	86										22
Nova Scotia											
Scotian Shelf	589	487				362	310				528
George's Bank	143										53
Laurentian Sub-Basin			238								208
Deep Water										397-1105	272
West Coast											
Offshore	257			1167			369				513
Intermontane					22						61
Northern Canada											
Mackenzie Corridor						83	134				134
Mackenzie-Beaufort	2021	1713				1584	844				1505
Yukon						13	13	105			75
Arctic Islands	2040				1616	732	728				2481
Eastern Arctic	257										198
Hudson Bay	86										19
Ontario	57					65	65				85
Gulf of St. Lawrence	38										69

1. all estimates in marketable, converted by NEB
2. only the West Sverdrup portion was revised

TABLE 4.3B

Current NEB Estimates of Ultimate Potential for Conventional Marketable Natural Gas for Canadian Basins Excluding the WCSB (Tcf)[1]

	Evaluator and Date[1]										
Basin or Area	**GSC 1983**	**GSC 1988**	**GSC 1992**	**GSC 1998**	**GSC 2000**	**CGPC 1997**	**CGPC 2001**	**Yukon 2000**	**CNOPB 2001**	**CNSOPB 2002**	**CERI 2002**
East Coast											
Newfoundland											
Labrador	28						9				31
Grand Banks	12						8		17		18
East Newfoundland Basin	12										8
South Grand Banks	3										1
Nova Scotia											
Scotian Shelf	21	17				13	11				19
George's Bank	5										2
Laurentian Sub-Basin			8								7
Deep Water										14-39	10
West Coast											
Offshore	9			41			13				18
Intermontane					22						2
Northern Canada											
Mackenzie Corridor						3	5				5
Mackenzie-Beaufort	71	61				56	30				53
Yukon						1	1	4			3
Arctic Islands[2]	72				57	26	26				88
Eastern Arctic	9										7
Hudson Bay	3										1
Ontario	2					2	2				3
Gulf of St. Lawrence	1										2

1. all estimates in marketable, converted by NEB
2. only the West Sverdrup portion was revised

GLOSSARY

Associated gas	Natural gas that overlies and is in contact with crude oil in the reservoir, at original reservoir pressure and temperature conditions.
Clastic deposits	A group of sedimentary rocks that form as a result of the erosion of older rocks, generally consisting of sandstone, conglomerate, silt and shale.
Coalbed methane	A unconventional form of natural gas that is trapped within the matrix of coal seams, also called natural gas from coal.
Conceptual plays	These are geological plays that are thought to exist or have been shown to exist, but have not been proven by the drilling of oil or gas wells that are capable of production.
Conventional Gas	This is natural gas that is found in the pore space of a reservoir and is produced through a wellbore with known technology and where the drive for production is provided by expansion of the gas or by pressure from an underlying aquifer.
Discovered volume	The quantity of gas and related substances that are estimated, at a particular time, to be initially contained in known accumulations that have been penetrated by a well bore.
Gas in place	This is the total quantity of gas that is estimated to be contained in any given pool or reservoir and includes both the portion that can be recovered and the portion that will remain in the reservoir.
Geological basins	A segment of the earth's crust which has been downwarped, usually for a considerable time, but with intermittent risings and sinkings. The sediments in such basins increase in thickness toward the centre of the basin.
Geological play	A geological configuration, within a defined area, which combines source rock, reservoir rock, trap, migration and preservation in such a way that the critical factors that control the occurrence of oil and gas are essentially similar.

Non-associated gas	Natural gas found in a reservoir in which no crude oil is present at reservoir conditions.
Play area	The geographical area that contains a defined geological configuration within a stratigraphic interval. That geological configuration now contains or is expected to contain producible gas or oil, if the economic conditions are right.
Recovery Factor	A factor applied to the gas in place (or oil in place) in a reservoir in order to obtain the volume of gas that can be physically recovered at the surface.
Reserves	The estimated remaining quantity of oil or natural gas and related substances anticipated to be recoverable from known accumulations, from a given date forward, based on: analysis of drilling, geological, geophysical and engineering data; the use of established technology; and, specified economic conditions, which are generally accepted as being reasonable, and shall be disclosed.
Reserves appreciation	The concept whereby an increase in initial reserves from discovered petroleum reservoirs is inferred from historical experience that additions to reserves continue to accrue over time. These increases can result from the extension of known reservoirs in known fields, or from revision to estimates of the portion of the volume in place that may ultimately be recovered.
Resources	As used in this report, resources refers to the total volume of oil or natural gas that is thought to be found in an area, or to that portion of the total resources that is not penetrated by a wellbore to date, or the volume that could be found as a result of appreciation.
Shale Gas	A form of unconventional gas where the gas molecules are mainly trapped on the organic material in a host rock of fine-grained shale.
Solution gas	Natural gas that is dissolved in crude oil in the reservoir at original reservoir temperature and pressure conditions and is normally produced with the crude oil.
Spudded	A well that has started drilling.
Stratigraphic intervals	A grouping of all the productive geological formations into layers of sedimentary rocks of approximately the same geological age. For example, the Swan Hills and Slave Point Formations are geologically different, but they are approximately of the same geological age and are grouped for the purposes of this study.

Surface loss factor	A factor applied to the gas recovered from a reservoir in order to determine the volume of gas actually available to be delivered to the market. It is generally used to account for impurities in the gas and the volume of gas used to fuel the equipment that allows for the production at a particular location.
Tight gas	A form of non-conventional natural gas that is held in the pore space of a rock that has a lower permeability or ability to flow than usual for the type of rock that it is.
Ultimate potential	A term used to refer to an estimate of the marketable resources that will be developed in an area by the time that exploratory and development activity has ceased, having regard for the geological prospects of an area, known technology and economics. It includes cumulative production, remaining reserves, and future additions to reserves through extension and revision to existing pools and the discovery of new pools. For most of this report it is used as a short form of "ultimate potential of conventional natural gas".
Unconventional gas	Natural gas that is contained in a reservoir rock that requires additional stimulus to allow gas flow. It may be that the gas is held by the matrix material such as coal, ice, or shale; or where the reservoir has an unusually low amount of porosity and permeability.
Undiscovered volume	The portion of the ultimate potential that has yet to be penetrated by a wellbore or that has yet to be proven by changes in a discovered pool's reserves through extension or revision.

REFERENCES

CERI, K.J. Drummond. *Canada's Ultimate Natural Gas Potential – Defining A Credible Upper Limit*, 2002

CGPC. *Natural Gas Potential In Canada — 2001, A Report By the Canadian Potential Gas Committee*, 2001

CGPC. *Natural Gas Potential In Canada, A Report By The Canadian Gas Potential Committee*,1997

CNOPB, N.R. DeSilva, P.K. Hannigan, G.R. Power and T.P. Thompson. *Oil And Gas Potential of The Jeanne D'Arc Basin And The Ridge Complex, Grand Banks of Newfoundland*, 2001

CNSOPB, A.G. Kidston, D.E. Brown, B. Altheim and B.M. Smith . *Hydrocarbon Potential of The Deep-Water Scotian Slope*, 2002

Energy Resources Conservation Board. ERCB ST 91-18, *Alberta's Reserves of Crude Oil, Oil Sands, Gas, Natural Gas Liquids and Sulphur, December 1990*, 1991

Energy Resources Conservation Board. Report 92-A, *Ultimate Potential And Supply of Natural Gas In Alberta*, 1992

EUB. Statistical Series 2001-98, *Alberta's Reserves 2000 And Supply and Demand Outlook 2001-2010*, 2001

Government of Newfoundland and Labrador, Dept. of Mines and Energy. *Sedimentary Basins And Hydrocarbon Resources of Newfoundland And Labrador*, 2000

GSC, B.C. MacLean and J.A. Wade. *Petroleum Geology of The Continental Margin South of the Islands of St. Pierre and Miquelon, Offshore Eastern Canada*, in Bulletin of Canadian Petroleum Geology, September 1992, 1992

GSC, J. Dixon, G.R. Morrell, J.R. Dietrich, R.M. Procter and G.C. Taylor. Open File 1926, *Petroleum Resources of The Mackenzie Delta—Beaufort Sea*, 1988

GSC, J.A. Wade, G.R. Campbell, R.M. Proctor, and G.C. Taylor. Paper 88-19, *Petroleum Resources of The Scotian Shelf*, 1989

GSC, P.K. Hannigan, J.R. Dietrich, P.J. Lee and K.G. Osadetz. Open File 3629, *Petroleum Resource Potential of Sedimentary Basins On the Pacific Margin of Canada*, 1998

GSC, P.K. Hannigan, P.J. Lee, and K.G. Osadetz. *Oil and Gas Resource Potential of The Bowser-Whitehorse of British Columbia*, unpublished, 1995

GSC, P.K. Hannigan, P.J. Lee, K.G. Osadetz and K.Olsen-Heise. *Oil and Gas Resource Potential of the Kootenay Area of British Columbia*, unpublished, 1993

GSC, P.K. Hannigan, P.J. Lee, K.G. Osadetz, J.R.Dietrich, K. Olsen-Heise. *Oil and Gas Resource Potential of The Nechako-Chilcotin Area of British Columbia*, unpublished, 1994

GSC, R.M. Procter, G.C. Taylor and J.A. Wade. Paper 83-31, *Oil And Natural Gas Resources of Canada 1983*, 1983

GSC, Z. Chen, K.G. Osadetz, A.F. Embry, H. Gao, and P.K. Hannigan. *Petroleum Potential In Western Sverdrup Basin, Canadian Arctic Archipelago*, in Bulletin of Canadian Petroleum Geology, December 2000, 2000

Journal of Canadian Petroleum Technology, B. Bowers. *Conventional Natural Gas Resources of The Western Canada Sedimentary Basin*, 2000

National Petroleum Council. *The Potential For Natural Gas In The Untied States, Source and Supply, Volume 2*, 1992

Natural Resources Canada, B.V. Sanford. GSC Open File 3632, *Geology And Oil And Gas Possibilities of The Gulf of St. Lawrence Region — Southeastern Canada*, 2000

NEB. *A Natural Gas Resource Assessment of Southeast Yukon and Northwest Territories, Canada*, 1996

NEB. *Canada's Energy Future: Scenarios For Supply And Demand To 2025*, 2003

NEB. *Canadian Energy Supply and Demand Reports*, 1975, 1979, 1984, 1986, 1988, 1991, 1993, and 1997

NEB. *Natural Gas Resource Assessment Northeast British Columbia*, 1994

NEB. *Non-Associated Natural Gas Resource Assessment Study Saskatchewan*, 1998

NEB. *Northeast British Columbia Natural Gas Resource Assessment 1992 — 199?*, 2000

NEB. *Probabilistic Estimate of Hydrocarbon Volumes in The Mackenzie Delta and Beaufort Sea Discoveries*, 1998

NEB. *Reasons for Decision Northern Pipelines, Volume 1*, 1977

Oil & Gas Journal, W.J. Warters, D.J. Cant, P.H. Tzeng, and P.J. Lee. *Western Canada Mannville Gas Potential Seen As High*, 1995

Sproule Associates Limited. *The Future Natural Gas Supply Capability of the Western Canada Sedimentary Basin 1997 — 2019*, Prepared for TransCanada Pipelines Limited, 1998

Yukon Economic Development, NEB. *Petroleum Resource Assessment of The Eagle Plain, Yukon Territory, Canada*, 2000

Yukon Economic Development, NEB. *Petroleum Resource Assessment of The Peel Plateau, Yukon Territory, Canada*, 2000

Yukon Economic Development, NEB. *Petroleum Resource Assessment of The Liard Plateau, Yukon Territory, Canada*, 2001

Yukon Economic Development, NEB. *Petroleum Resource Assessment of The Whitehorse Trough, Yukon Territory, Canada*, 2001

Yukon Economic Development, P.K. Hannigan, K.G. Osadetz, J. Dixon, T. Bird. *Petroleum Resource Assessment of The Kandik Basin, Yukon Territory, Canada*, 2000

Yukon Economic Development, P.K. Hannigan. *Petroleum Resource Assessment of The Bonnet Plume Basin, Yukon Territory, Canada*, 2001

Yukon Economic Development, P.K. Hannigan. *Petroleum Resource Assessment of The Old Crow Basin, Yukon Territory, Canada*, 2001

Yukon Economic Development, P.K. Hannigan. *Petroleum Resource Assessment of The Yukon North Coast, Yukon Territory, Canada*, 2001

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

Ressources en **gaz naturel** classique au Canada

Rapport *de* **s**ituation

Évaluation du marché de l'énergie – avril 2004

Office national de l'énergie

National Energy Board

Ressources en **gaz naturel** classique au Canada

Rapport *de* **s**ituation

Évaluation du marché de l'énergie • avril 2004

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2004

N° de cat. NE23-115/2004F
ISBN 0-662-76626-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2004

Cat. No. NE23-115/2004E
ISBN 0-662-36863-0

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des tableaux iii

Liste des figures iii

Liste des acronymes et unités de mesure iv

Avant-propos v

Chapitre 1 : Résumé et conclusions 1

Chapitre 2 : Introduction 5

Chapitre 3 : Contexte 6
- 3.1 Terminologie 6
- 3.2 Évolution des estimations 7

Chapitre 4 : État de la situation par région 9
- 4.1 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 9
  - 4.1.1 Alberta 10
  - 4.1.2 Colombie-Britannique 12
  - 4.1.3 Saskatchewan 13
  - 4.1.4 Manitoba 13
- 4.2 Côte Est 14
  - 4.2.1 Labrador 14
  - 4.2.2 Grands Bancs 15
  - 4.2.3 Bassin de Terre-Neuve Est 15
  - 4.2.4 Grands Bancs Sud 15
  - 4.2.5 Sous-bassin laurentien 15
  - 4.2.6 Zone extracôtière néo-écossaise 16
  - 4.2.7 Banc de George 16
- 4.3 Côte Ouest 17
  - 4.3.1 Zone extracôtière 17
  - 4.3.2 Bassins intramontagneux de la Colombie-Britannique 17

4.4 Nord canadien 18
4.4.1 Territoires du Nord-Ouest 18
4.4.2 Delta du Mackenzie-mer de Beaufort 19
4.4.3 Yukon 19
4.4.4 Archipel de l'Arctique 19
4.4.5 Arctique de l'Est 20
4.4.6 Baie d'Hudson 20
4.5 Ontario 20
4.6 Golfe du Saint-Laurent 21
4.6.1 Bassin d'Anticosti 21
4.6.2 Sud du golfe 21

Glossaire 24

Références 27

TABLEAUX

1.1a	Estimations par l'ONÉ du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable au Canada (unités métriques)	3
1.1b	Estimations par l'ONÉ du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable au Canada (unités impériales)	4
4.1a	Comparaison des dernières estimations du potentiel ultime total du BSOC et du potentiel par province (unités métriques)	10
4.1b	Comparaison des dernières estimations du potentiel ultime total du BSOC et du potentiel par province (unités impériales)	11
4.2	Résultats de l'évaluation 2004 de l'ONÉ sur l'Alberta	12
4.3a	Comparaisons des dernières estimations du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable des bassins du Canada, sauf le BSOC (unités métriques)	22
4.3b	Comparaisons des dernières estimations du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable des bassins du Canada, sauf le BSOC (unités impériales)	23

FIGURES

1.1	Répartition du potentiel ultime de gaz naturel classique du Canada par région	2
3.1	Représentation schématique de la terminologie relative au potentiel ultime	7
3.2	Modifications des estimations du potentiel ultime de gaz naturel commercialisable du BSOC	8
4.1	Carte générale des bassins sédimentaires du Canada	9
4.2	Ressources du BSOC par catégories	13
4.3	Carte régionale de la côte Est	14
4.4	Ressources de la côte Est par catégories	15
4.5	Carte régionale de la côte Ouest	17
4.6	Ressources de la côte Ouest par catégories	18
4.7	Carte régionale du Nord canadien	19
4.8	Ressources du Nord canadien par catégories	20
4.9	Ressources de l'Ontario par catégories	20
4.10	Ressources du golfe du Saint-Laurent par catégories	22

Acronymes

BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
CCPG	Comité canadien du potentiel gazier
CGC	Commission géologique du Canada
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
É.-U.	États-Unis d'Amérique
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
GEP	gaz naturel en place
MÉMCB	ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique
OCNHE	Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
OCTHE	Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers
Office, ONÉ	Office national de l'énergie

Unités de mesure

10^9pi^3	= milliard de pieds cubes
10^{12}pi^3	= billion de pieds cubes

AVANT-PROPOS

Dans le cadre du mandat qui lui est conféré en vertu de la Loi sur l'ONÉ, l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) surveille constamment l'approvisionnement en produits énergétiques au Canada, tels que l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel, ainsi que la demande à l'égard des produits énergétiques canadiens sur le marché intérieur et les marchés d'exportation. L'Office publie des rapports sur ce sujet, ses Évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ), qui étudient les divers aspects du marché canadien de l'énergie. Il publie notamment des évaluations à long terme de l'approvisionnement et de la demande au pays et des rapports ponctuels sur les enjeux courants ou à court terme du marché de l'énergie.

Outre son mandat de surveillance des marchés de l'énergie au Canada, l'Office est investi d'un rôle de surveillance spécifique, dans le cadre de son mandat de réglementation. Il doit surveiller les marchés de l'énergie au Canada pour veiller à ce que ceux-ci fonctionnent de manière à répondre aux besoins canadiens en énergie à des prix de marché équitables.

La présente ÉMÉ étudie le potentiel géologique et donne une estimation des ressources de gaz naturel classique à l'échelle du pays. Elle a pour principal objectif de constater l'état actuel des estimations de l'Office et de jeter les bases des prochains travaux effectués en collaboration avec d'autres organismes des provinces, des territoires et du gouvernement fédéral.

RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

Dans son dernier rapport sur l'offre et la demande en matière d'énergie au Canada, intitulé *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* (rapport sur L'avenir énergétique)[1], l'Office note que l'ampleur des ressources en gaz naturel au Canada est une incertitude de taille quand il s'agit de prévoir l'approvisionnement futur en gaz naturel. De plus, au cours des consultations publiques qui ont mené à la rédaction du rapport en question, on a suggéré à l'Office de revoir ses estimations du potentiel ultime de gaz naturel classique. Compte tenu de l'importance du potentiel ultime dans l'établissement de l'approvisionnement futur du Canada en gaz naturel, l'Office entreprend un programme de révision de ses estimations.

Le présent rapport a pour principal objectif de constater l'état actuel des estimations de l'Office sur les ressources en gaz naturel classique au Canada. Par ailleurs, il sera le point de départ d'une série d'évaluations du potentiel ultime de gaz naturel classique, dont la première est déjà en cours. En effet, en collaboration avec l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB), on évalue actuellement le volume des ressources de gaz naturel classique de cette province. Le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (MÉMCB) et l'Office étudient actuellement la possibilité d'évaluer aussi le potentiel ultime de gaz naturel classique de la Colombie-Britannique (C.-B.).

L'Office a également mené à bien une évaluation interne du potentiel ultime de gaz naturel classique en Alberta pour confirmer les résultats de son rapport sur L'avenir énergétique et relever les sujets qui méritent d'être approfondis dans le cadre d'une évaluation conjointe avec l'EUB. L'Office estime donc que cette évaluation constitue une estimation provisoire en attendant la publication des résultats de l'évaluation conjointe prévue pour la fin de 2004 ou le début de 2005.

Selon l'évaluation provisoire en question (2004), l'Office estime le potentiel ultime de gaz naturel classique de l'Alberta à 5 855 10^9m^3 [207 billions de pieds cubes ($10^{12}pi^3$)]. Cette estimation est légèrement supérieure à celle du Comité canadien du potentiel gazier (CCPG), établie en 2001, et supérieure à celle de l'EUB dans sa dernière évaluation effectuée en 1992.

L'évaluation de l'Office montre que les réserves albertaines disponibles totales n'ont pas augmenté notablement, malgré les travaux de forage intenses et le succès des travaux d'exploration qui se sont déroulés au cours de la décennie 1990-2000. Il s'agit plutôt de la conversion de ressources non découvertes en ressources découvertes et produites. La méthodologie de l'Office tient compte du potentiel ultime des zones gazières établies de l'Alberta. Si de nouvelles zones gazières étaient exploitées ultérieurement, ces ressources s'ajouteraient aux résultats de l'évaluation 2004.

L'Office constate en outre que la plus grande partie des ressources non découvertes de l'Alberta se trouve dans les zones crétacées, peu profondes, et non dans les zones dévoniennes, plus profondes. Il a

1 L'Office a publié *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* en 2003. Ce rapport élabore deux scénarios pour l'avenir. Le lecteur le consultera pour en avoir l'explication détaillée sur le site de l'Office au www.neb-one.gc.ca.

aussi tenu compte de l'incidence de l'accès restreint pour les travaux de forage, notamment lorsque les gisements sont situés sous les villes, les parcs nationaux ou les grands lacs. Il considère que cet aspect de la question n'est pas significatif, puisque seules 71 $10^9 m^3$ (2,5 $10^{12} pi^3$), soit 4 %, des ressources non découvertes sont inaccessibles. Mais à ce volume pourraient s'ajouter 41 $10^9 m^3$ (1,5 $10^{12} pi^3$) de gaz naturel si les gisements de gaz naturel non corrosif situés dans les environs des villes n'étaient pas exploités bientôt.

Outre sa dernière évaluation portant sur l'Alberta, l'Office a révisé ses estimations pour la région du delta du Mackenzie-mer de Beaufort et le bassin de Terre-Neuve Est. Les estimations relatives au reste de la région pionnière demeurent inchangées.

L'Office estime actuellement le potentiel ultime de gaz naturel classique au Canada à 14 214 $10^9 m^3$ (501 $10^{12} pi^3$). Cette estimation englobe les résultats de la dernière évaluation interne des réserves de l'Alberta et les estimations révisées de certaines régions pionnières. D'autres mises à jour sont prévues à la suite des évaluations conjointes avec l'EUB et de l'évaluation conjointe MEMCB-ONÉ, le cas échéant. De plus, l'Office en profitera pour réviser ses estimations du potentiel ultime de gaz naturel classique d'autres régions pour être en mesure de mieux cerner l'incertitude à l'égard des approvisionnements futurs en gaz naturel au Canada. La figure 1.1 illustre la répartition des ressources par bassin, tandis que les tableaux 1.1A et 1.1B donnent les estimations de l'Office par bassin, en unités métriques et impériales.

FIGURE 1.1

Répartition du potentiel ultime de gaz naturel classique du Canada par région

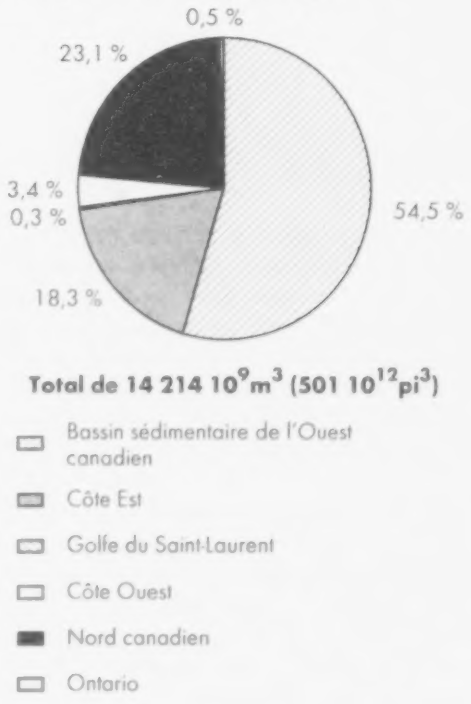


TABLEAU 1.1A

Estimations par l'ONÉ du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable au Canada ($10^9 m^3$)

	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime[1]
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien			
Alberta	4 125	1 730	5 855
Colombie-Britannique	663	773	1 436
Saskatchewan	213	42	255
Territoires Sud	27	169	196
Total	**5 028**	**2 714**	**7 742**
Côte Est (zone extracôtière)			
Labrador	130	660	790
Bassin de Terre-Neuve Est	0	352	352
Grands Bancs	110	375	485
Grands Bancs Sud	0	86	86
Sous-bassin laurentien	0	170	170
Nouvelle-Écosse	147	505	652
Banc de Georges	0	60	60
Total	**387**	**2 208**	**2 595**
Côte Ouest			
Zone extracôtière	0	255	255
Bassin intramontagneux	0	230	230
Total	**0**	**485**	**485**
Nord canadien			
Territoires du Nord-Ouest - collines Colville	17	117	134
Delta du Mackenzie-mer de Beaufort	254	1 460	1 714
Yukon - plaine d'Eagle	2	28	30
Yukon - Autres	1	114	115
Archipel de l'Arctique	331	793	1 124
Arctique de l'Est	0	140	140
Baie d'Hudson	0	28	28
Total	**605**	**2 680**	**3 285**
Ontario	**44**	**23**	**67**
Golfe du Saint-Laurent (bassin des Maritimes)	**2**	**38**	**40**
TOTAL CANADA[1]	**6 066**	**8 148**	**14 214**

1. nombres arrondis

TABLEAU 1.18

Estimations par l'ONÉ du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable au Canada ($10^{12}pi^3$)

	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime[1]
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien			
Alberta	146	61	207
Colombie-Britannique	23	27	51
Saskatchewan	8	1	9
Territoires Sud	1	6	7
Total	**178**	**96**	**274**
Côte Est (zone extracôtière)			
Labrador	5	23	28
Bassin de Terre-Neuve Est	0	12	12
Grands Bancs	4	13	17
Grands Bancs Sud	0	3	3
Sous-bassin laurentien	0	6	6
Nouvelle-Écosse	5	18	23
Banc de Georges	0	2	2
Total	**14**	**77**	**91**
Côte Ouest			
Zone extracôtière	0	9	9
Bassin intramontagneux	0	8	8
Total	**0**	**17**	**17**
Nord canadien			
Territoires du Nord-Ouest - collines Colville	1	4	5
Delta du Mackenzie-mer de Beaufort	9	52	61
Yukon - plaine d'Eagle	0	1	1
Yukon - Autres	0	3	3
Archipel de l'Arctique	12	28	40
Arctique de l'Est	0	5	5
Baie d'Hudson	0	1	1
Total	**22**	**94**	**116**
Ontario	**1**	**1**	**2**
Golfe du Saint-Laurent (bassin des Maritimes)	**0**	**1**	**1**
TOTAL CANADA[1]	**215**	**286**	**501**

1. nombres arrondis

INTRODUCTION

Dans son rapport sur L'avenir énergétique, l'Office fournit ses estimations du potentiel ultime de gaz naturel classique au Canada, selon les différents bassins sédimentaires. Ce rapport est fondé sur deux estimations des ressources disponibles dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). La première est celle que le CCPG a publiée en 2001. La deuxième estimation, plus élevée, est fondée sur l'évaluation par l'Office de la portion du bassin située en C.-B. Elle englobe les ressources de la partie albertaine du bassin. Pour les deux scénarios, l'Office s'est fondé sur un seul jeu d'estimations reposant sur les travaux de la Commission géologique du Canada (CGC) relatifs aux bassins, à l'exception du BSOC.

Au cours du processus de consultation entrepris par l'Office dans le cadre du rapport sur L'avenir énergétique, plusieurs parties lui ont suggéré de réviser ses estimations du potentiel ultime. C'est pourquoi l'Office entend se pencher sur le potentiel ultime de gaz naturel classique au Canada au cours des prochaines années. Il prévoit que les études nécessaires seront effectuées en collaboration avec les organismes des provinces, des territoires et du gouvernement fédéral, dans la mesure du possible.

La première étude effectuée en collaboration avec l'EUB porte sur la partie albertaine du BSOC. Elle est en cours depuis deux ans environ. La fin de l'étude et la publication du rapport conjoint sont prévues pour la fin de 2004 ou le début de 2005. Pour la présente ÉMÉ, l'Office se fonde sur ses propres évaluations provisoires des réserves de l'Alberta. La deuxième étude servirait à évaluer les réserves de la partie du BSOC située en C.-B.; elle serait effectuée en collaboration avec le MÉMCB. Les décisions relatives à la réévaluation d'autres régions du Canada seront prises à une date ultérieure.

La présente ÉMÉ a pour principal objectif de constater l'état actuel des estimations de l'Office à l'égard du potentiel ultime de gaz naturel classique au Canada; en deuxième lieu, elle sera le point de départ des réévaluations mentionnées ci-dessus. Elle contient les estimations actuelles de l'Office à l'égard des réserves potentielles ultimes de gaz naturel classique par région; donne ses observations sur les travaux de forage en cours par région; et, enfin, traite des répercussions possibles de ces travaux sur les réserves en question dans la région visée. Étant donné que la présente ÉMÉ traite des estimations actuelles de l'Office, elle ne donne qu'une seule estimation des réserves du BSOC et non deux, comme dans les deux scénarios du rapport sur L'avenir énergétique. L'estimation en question repose presque exclusivement sur l'évaluation de l'Office. La présente ÉMÉ ne traite pas des réserves de gaz naturel non classique, telles que le méthane de gisements houillers, le gaz de réservoir étanche, les hydrates de gaz naturel ou le gaz de schiste.

CONTEXTE

3.1 Terminologie

On entend par *potentiel ultime* l'estimation du volume des ressources qui seront prouvées dans un bassin géologique donné, ou dans une région donnée, une fois que les travaux d'exploration auront pris fin. Le potentiel ultime englobe toujours les ressources *découvertes* et les ressources *non découvertes*. Les ressources sont dites découvertes quand elles ont été établies par des forages; elles sont dites non découvertes quand on prévoit les trouver à la suite de futurs travaux de forage. Le rapport entre les ressources découvertes et les ressources non découvertes donne le degré de maturité du bassin ou de la région. Dans les régions qui ont atteint un degré de maturité plus élevé, les ressources non découvertes sont inférieures aux ressources découvertes et vice versa.

Les ressources découvertes englobent les volumes dont l'exploitation est actuellement jugée rentable (appelés réserves), les volumes dont l'exploitation n'est pas actuellement jugée rentable et les volumes déjà produits (appelés production cumulative). Les réserves sont par définition le volume encore à produire à un moment donné. On entend par *ressources restantes* le volume qui pourrait être produit à l'avenir. Elles englobent les réserves, les volumes dont l'exploitation n'est pas jugée rentable et les ressources non découvertes.

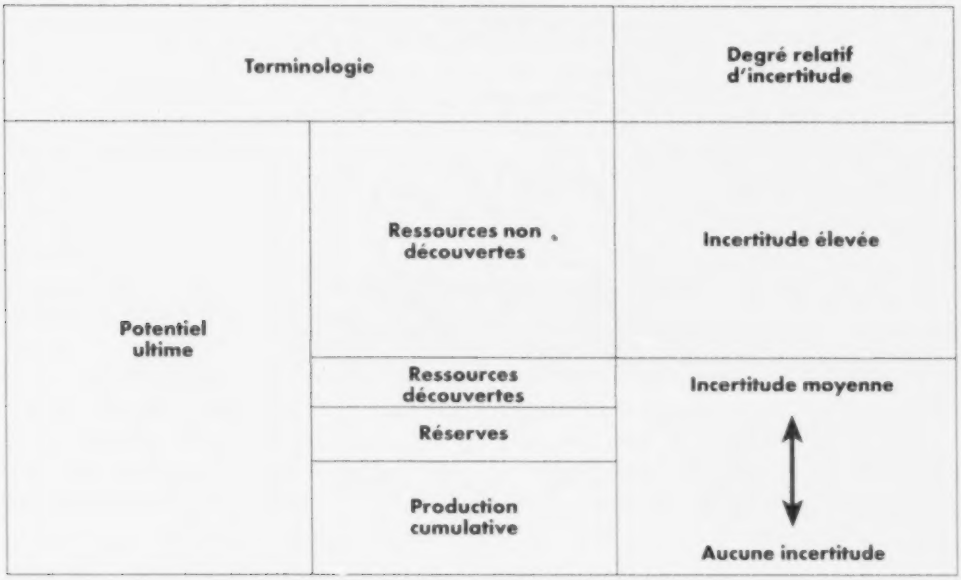
De nombreuses estimations du potentiel ultime découlent du calcul du volume de gaz naturel dans le sol, appelé *gaz naturel en place* (GEP). Certains évaluateurs traitent du volume de gaz naturel qui peut être produit, appelé *gaz naturel récupérable*. D'autres encore traitent du volume de *gaz naturel commercialisable*, soit le volume restant après la transformation. Dans le présent rapport, on ne tient compte que des volumes de gaz naturel commercialisable.

Les estimations du potentiel ultime ayant pour objet des volumes de gaz naturel qui seront découverts dans le futur, elles comportent toujours un certain degré d'incertitude. Le degré d'incertitude varie pour chaque volet de l'estimation. Les *ressources non découvertes* sont les plus incertaines étant donné qu'aucune donnée précise n'existe à leur sujet. Les *ressources découvertes* sont moyennement incertaines, tandis que les réserves sont les plus faiblement incertaines et que la production cumulative est absolument sûre.

L'incertitude relative aux ressources non découvertes diffère aussi selon la maturité de la région à l'étude. Dans les régions établies, l'information abonde et les évaluateurs peuvent habituellement établir le volume des ressources non découvertes avec une plus grande précision. Par contre, dans les régions plus jeunes, le degré d'incertitude est plus élevé et l'étendue des estimations, plus large. Certains évaluateurs ne fournissent que leur meilleure estimation, ou valeur moyenne, tandis que d'autres fournissent toute l'étendue de leurs estimations. Dans le présent rapport, l'Office donne les valeurs moyennes de ses estimations. La figure 3.1 est une représentation schématique de la terminologie relative au potentiel ultime.

FIGURE 3.1

Représentation schématique de la terminologie relative au potentiel ultime



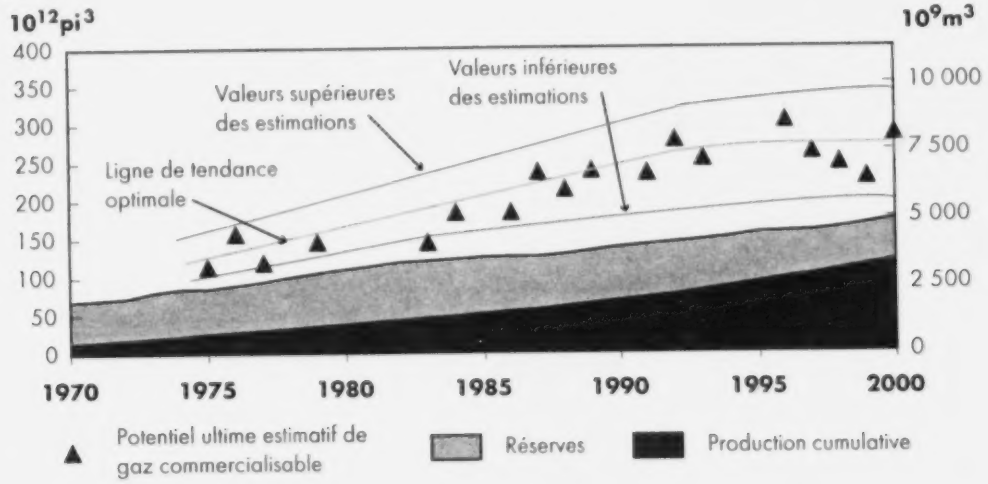
3.2 Évolution des estimations

Les estimations du potentiel ultime de gaz naturel classique et l'étendue de ces estimations fluctuent avec le temps, au fur et à mesure de l'acquisition des connaissances sur la géologie du bassin et du perfectionnement de la technologie. Par exemple, grâce à l'amélioration de l'interprétation des données sismiques, l'industrie a pu mieux cerner les bords du récif, d'où la découverte du gisement de Ladyfern en C.-B. Cette découverte a eu pour effet d'ajouter un gisement très important à une zone gazière, dont les ressources non découvertes avaient été sous-estimées jusqu'alors. Avec le temps, le taux de croissance des volumes estimatifs plafonne, car le volume des ressources découvertes finit par recouper le potentiel ultime du bassin.

La figure 3.2 illustre l'évolution des estimations relatives au BSOC au cours des 30 dernières années. On y compare aussi les estimations du potentiel ultime avec la production cumulative et les réserves. Si on examine attentivement les dernières données, on constate le fléchissement du taux de croissance. Cette nouvelle tendance peut signifier que le BSOC arrive à maturité. Dans ce cas, le volume des ressources disponibles devrait être semblable à celui des estimations actuelles, sauf si on découvrait de nouvelles zones géologiques.

FIGURE 3.3

Modifications des estimations du potentiel ultime de gaz naturel commercialisable du BSOC



ÉTAT DE LA SITUATION PAR RÉGION

Le présent chapitre traite des bassins sédimentaires du pays pour lesquels des estimations du potentiel ultime de gaz naturel classique sont disponibles; donne les estimations de l'Office; s'intéresse aux récentes activités en amont; et présente les observations de l'Office sur l'incidence de ces activités sur les futures estimations du potentiel ultime. Le cas échéant, on indique l'état des révisions des estimations du potentiel ultime de gaz naturel classique, faites par un organisme gouvernemental, l'Office (en collaboration avec l'agence de réglementation de la province ou du territoire) ou autre. Il est à noter que la présente ÉMÉ ne traite que des estimations du potentiel ultime de gaz naturel classique, appelé potentiel ultime jusqu'à la fin. Le présent rapport n'aborde pas l'évaluation du gaz naturel non classique. La figure 4.1 situe les bassins sédimentaires au Canada.

4.1 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Le BSOC couvre la plus grande partie de l'Alberta, un tiers de la Saskatchewan et de plus petites parties de la Colombie-Britannique, du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et du Manitoba. Il s'agit du plus important bassin d'hydrocarbures au Canada et l'un des plus grands en Amérique du Nord au chapitre de la production de gaz naturel. Il génère plus de 90 % du gaz naturel produit au Canada et environ 23 % de la production annuelle de gaz naturel en Amérique du Nord. Récemment,

FIGURE 4.1

Carte générale des bassins sédimentaires du Canada

après plusieurs années de croissance, la production de gaz naturel du BSOC semble avoir plafonné, d'où l'incertitude grandissante quant à la capacité de l'industrie d'accroître ou de maintenir à long terme les niveaux de production actuels.

Le potentiel ultime du bassin a déjà été évalué à plusieurs reprises, comme on l'explique dans le chapitre 3. La firme Sproule Associates, pour le compte de TransCanada PipeLines, Bowers (conseiller indépendant en matière de pétrole), le CCPG et la CGC ont effectué les dernières estimations. Au tableau 4.1 figurent les dates et les résultats des dernières évaluations du potentiel ultime du BSOC en vue de leur comparaison avec les données précédentes.

4.1.1 Alberta

En Alberta, les gisements pétroliers et gaziers se trouvent dans des roches d'âges et de types sédimentaires différents, notamment de petits dépôts de sable de type continental, de vastes nappes de sable marines, de vieux récifs profonds et de grands bancs carbonatés. Le centre du BSOC est situé en Alberta, les parties les plus profondes du bassin étant situées dans l'ouest de la province. On peut subdiviser l'Alberta en régions dont les caractéristiques géographiques et géologiques sont semblables, soit les régions de plaines, peu profondes, dont la structure est moins complexe, et les régions des piémonts, plus profondes, dont la structure est plus complexe. Les dernières estimations du potentiel ultime de gaz naturel commercialisable de l'Alberta se situent entre 5 600 $10^9 m^3$ (200 $10^{12} pi^3$), selon l'estimation de l'EUB en 1992, et 5 761 $10^9 m^3$ (203 $10^{12} pi^3$), selon l'estimation du CCPG[2] en 2001. Une évaluation conjointe visant la portion albertaine du BSOC, effectuée par l'Office et l'EUB, est actuellement en cours. La fin de l'étude et la publication des résultats est prévue pour la fin de 2004

TABLEAU 4.1A

Comparaison des dernières estimations du potentiel ultime total du BSOC et du potentiel par province ($10^9 m^3$)

Gaz commercialisable					
Évaluateur, date	**Colombie-Britannique**	**Alberta**	**Saskatchewan**	**T.N.-O./TY**	**BSOC total**
CGC 1995[1]					*7 903*
CCPG 1997[2]	1 045	5 949	252	74	*7 450*
Sproule 1998					9 320
Bowers 2000	1 020	5 127	255	113	6 515
CCPG 2001	969	5 761	258	62	*7 054*
CERI 2002	1 465	6 238	241	201	8 144
ONÉ - total[3]	**1 436**	**5 855**	**211 (228)[4]**	**193**	**7 712**

1. selon le GEP découvert (6 374) à la fin de 1990 et non découvert (6 575), converti en gaz commercialisable par l'ONÉ
2. approximations destinées à la ventilation par province
3. compilation des estimations de l'ONÉ sur le potentiel ultime de 1996 à 2004
4. estimation du gaz non associé seulement (total, y compris le gaz dissous et le gaz associé découverts)

2 Le CCPG utilise l'expression « gaz commercialisable nominal » pour désigner son estimation du gaz naturel commercialisable. L'adjectif « nominal » indique que l'estimation ne tient pas compte des difficultés d'accès, des facteurs économiques relatifs à l'exploitation de tous les gisements, qui ne seront pas tous découverts, du fait que les caractéristiques des gisements non découverts peuvent différer de celles des gisements découverts, ni du fait que l'exploitation de certains gisements pourrait être impossible, faute de mise en production et de transport. Aux fins du présent rapport, on désignera les estimations du CCPG par l'expression « gaz naturel commercialisable ».

ou le début de 2005. Entre-temps, l'Office a entrepris sa propre évaluation en vue de confirmer ses hypothèses énoncées dans son rapport 2003 sur L'avenir énergétique. Pour se renseigner sur la méthodologie utilisée et l'analyse des résultats de l'Office, on peut consulter en ligne les annexes techniques de la présente ÉMÉ (www.neb-one.gc.ca).

En 2004, l'Office a utilisé une méthode statistique différente de celle du CCPG pour son évaluation. Ainsi, il a appliqué l'analyse statistique et géologique aux données sur les terres, le forage et les réserves. Le CCPG pour sa part a analysé les données sur les réserves au moyen d'un système de gestion de l'information et d'évaluation des ressources pétrolières. Au début de l'étude, les données colligées à la fin de 2000 étaient les plus récentes; elles sont le fondement de l'évaluation 2004. Or, au cours des trois années suivantes, le BSOC et l'Alberta ont connu des activités de forage très intenses. L'évaluation de l'Office ne tient pas compte des données sur ces activités de forage, qui seront étudiées dans le cadre de l'évaluation conjointe. Les estimations de l'Office sur le potentiel ultime de l'Alberta figurent au tableau 4.2.

Observations supplémentaires

Malgré l'intensité des activités de forage au cours de la décennie 1990-2000, période visée par les estimations de l'EUB et de l'Office, l'augmentation de l'estimation du potentiel ultime de la province est minime. En fait, ces activités de forage ont plutôt modifié le rapport entre le gaz naturel non découvert et le gaz naturel découvert. Par exemple, en 1992, le gaz naturel non découvert était de 39 %, tandis qu'en 2004 il est de 30 %. Cette différence montre que, le bassin arrivant à maturité, la croissance de son potentiel ultime est limitée. Dans son étude des difficultés d'accès, l'Office a établi que 71 $10^9 m^3$ (2,5 $10^{12} pi^3$) du gaz naturel commercialisable restant n'est pas accessible[3]. Il restait donc 2 579 $10^9 m^3$ (91 $10^{12} pi^3$) à la fin de 2002 en Alberta pour répondre à la demande intérieure et étrangère.

TABLEAU 4.1B

Comparaison des dernières estimations du potentiel ultime total du BSOC et du potentiel par province ($10^{12} pi^3$)

Gaz commercialisable					
Évaluateur, date	**Colombie-Britannique**	**Alberta**	**Saskatchewan**	**T.N.-O./TY**	**BSOC total**
CGC 1995[1]					279
CCPG 1997[2]	36,9	210	8,9	2,6	263
Sproule 1998					329
Bowers 2000	36	181	9	4	230
CCPG 2001	34,2	203,4	9,1	2,2	249
CERI 2002	51,7	220,2	8,5	7,1	287,5
ONÉ - total[3]	**50,7**	**207**	**7,4 (8)[4]**	**6,8**	**273**

1. selon le GEP découvert (225) à la fin de 1990 et non découvert (257,2), converti en gaz commercialisable par l'ONÉ
2. approximations destinées à la ventilation par province
3. compilation des estimations de l'ONÉ sur le potentiel ultime de 1996 à 2004
4. estimation du gaz non associé seulement (total, y compris le gaz dissous et le gaz associé découverts)

3 Terres que l'industrie ne peut exploiter pour des raisons d'ordre environnemental ou autre. Voir la section 4.6 de l'annexe technique.

TABLEAU 4.2

Résultats de l'évaluation 2004 de l'ONÉ sur l'Alberta

	Volume de gaz en $10^{9}m^{3}$ ($10^{12}pi^{3}$)		
	Découvert	**Non découvert**	**Potentiel ultime**
Gaz en place	7 126 (252)	2 826 (100)	9 952 (351)
Récupérable	5 002 (177)	1 999 (71)	7 001 (247)
Commercialisable	4 125 (146)	1 730 (61)	5 855 (207)
Restant à commercialiser	920 (32)	1 730 (61)	2 650 (94)

1. La production cumulative jusqu'à la fin de 2002 est déduite du volume commercialisable.

L'évaluation 2004 ne traite que du gaz naturel classique de l'Alberta, non de ses sources de gaz naturel non classique. Ces sources, dont le méthane de gisements houillers, le gaz de schiste ou le gaz de réservoir étanche, ne sont pas actuellement des ressources reconnues. La planification de la production et le volume de gaz naturel issu de ces sources sont encore incertains, bien que la production commerciale du méthane de gisements houillers ait débuté récemment en Alberta.

Étant donné que la plus grande partie des ressources non découvertes se trouveraient dans un grand nombre de petits gisements des zones crétacées, l'industrie devra forer de plus en plus de puits pour maintenir la production ou, à tout le moins, ralentir le déclin de la productibilité globale de l'Alberta. Comme les puits seront alimentés par des gisements de plus en plus petits, l'exploitation de ces gisements pourrait se traduire par l'augmentation des coûts d'approvisionnement, qui pourrait toutefois être compensée par le perfectionnement de la technologie. D'ailleurs, au cours de la décennie 1990-2000, les coûts de forage et de complétion sont restés plutôt bas, grâce au perfectionnement des techniques survenu dans plusieurs domaines. Ainsi, on a pu exploiter de nombreux gisements qui n'auraient pas été économiquement viables auparavant. Toutefois, l'intensité accrue des dernières années nous porte à croire que les coûts vont augmenter.

Selon la méthodologie de l'Office, l'évaluation porte sur les ressources découvertes, ou dont la découverte est prévue, dans les zones gazières déjà établies. Si de nouvelles zones gazières étaient exploitées ultérieurement, ces ressources s'ajouteraient à l'estimation du potentiel ultime indiquée dans l'évaluation 2004.

4.1.2 Colombie-Britannique

La partie nord-ouest du BSOC se situe dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Elle renferme du pétrole et du gaz naturel découverts dans des zones sédimentaires apparentées à celles de l'Alberta. On y distingue deux régions géographiques et géologiques, soit la région des plaines, peu profonde, dont la structure est moins complexe, et la région des piémonts, plus profonde, dont la structure est plus complexe. En 2000, l'Office évaluait le potentiel ultime de la Colombie-Britannique à 1 436 $10^{9}m^{3}$ (51 $10^{12}pi^{3}$). L'Office et le MÉMCB se penchent actuellement sur un projet d'évaluation conjointe de la partie du BSOC située dans la province; la publication des estimations est prévue pour 2005. À la fin de 2002, on avait produit 435 $10^{9}m^{3}$ (15 $10^{12}pi^{3}$) de gaz naturel en C.-B. Les réserves et les ressources non découvertes s'élevaient donc à 1 001 $10^{9}m^{3}$ (35 $10^{12}pi^{3}$).

Au cours des dernières années, on a assisté à une augmentation importante du nombre de puits forés chaque année dans la province. Comme le BSOC est moins exploité en C.-B. qu'en Alberta, on pourrait trouver de plus gros gisements dans les plaines et les piémonts. Par exemple, on a récemment découvert, après l'évaluation de l'Office, le gisement de Ladyfern, dans un récif de la formation de

Slave Point, dont le volume est estimé à 28 $10^9 m^3$ (1 $10^{12} pi^3$). L'industrie signale aussi la découverte de gaz naturel dans les roches des âges mississippien et dévonien, dans des zones dont les précédentes estimations ne prévoyaient pas de volumes notables de ressources non découvertes. Ces événements pourraient avoir une grande incidence sur le potentiel ultime total de la C.-B.

4.1.3 Saskatchewan

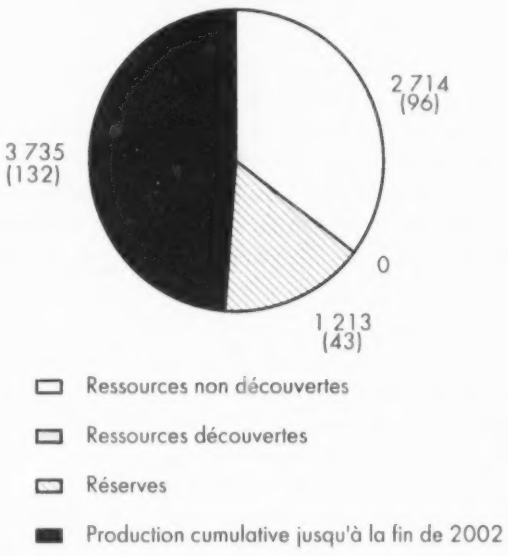
La portion est du BSOC se trouve en grande partie en Saskatchewan; on y trouve des gisements pétroliers et gaziers, surtout dans les formations de grès. Le sud-est de la province compte un deuxième bassin, appelé bassin Williston, qui fait aussi partie du BSOC, figure 4.1, et recèle des gisements pétroliers enfouis dans des dépôts carbonatés de marée, de petits récifs carbonatés et de petits dépôts de sable. En 2001, le CCPG a estimé le potentiel ultime de la Saskatchewan à 257 $10^9 m^3$ (9 $10^{12} pi^3$), estimation dont l'Office se sert actuellement. En 1998, l'Office a évalué le seul gaz naturel non associé à 211 $10^9 m^3$ (7 $10^{12} pi^3$). Il précisait que les volumes de gaz dissous et de gaz associé découverts ajouteraient 16,9 $10^9 m^3$ (0,6 $10^{12} pi^3$) à son total. À l'heure actuelle, l'Office ne prévoit pas évaluer à nouveau les ressources en gaz naturel de la Saskatchewan, mais le regain d'activité et les nouvelles découvertes pourraient justifier une nouvelle évaluation. À la fin de 2002, on avait découvert 221 $10^9 m^3$ (7,8 $10^{12} pi^3$) du potentiel ultime commercialisable de la province, dont 144 $10^9 m^3$ (5 $10^{12} pi^3$) de gaz naturel déjà produit. Le volume des réserves et des ressources non découvertes s'élève donc à 113 $10^9 m^3$ (4 $10^{12} pi^3$).

Les activités de forage ont augmenté au cours des dernières années, surtout en vue de l'exploitation des ressources pétrolières. La récente découverte de gaz naturel enfoui peu profondément dans la région de Shackleton, à l'est du complexe existant du champ Hatton, a eu pour effet d'ajouter de nouvelles réserves à la zone gazière de la rivière Milk et d'en agrandir la superficie. Comme en Alberta, les ressources en gaz naturel de cette zone et de la zone de Medicine Hat ont été sous-estimées par le passé.

FIGURE 4.2

Ressources du BSOC par catégories

$10^9 m^3$ ($10^{12} pi^3$)



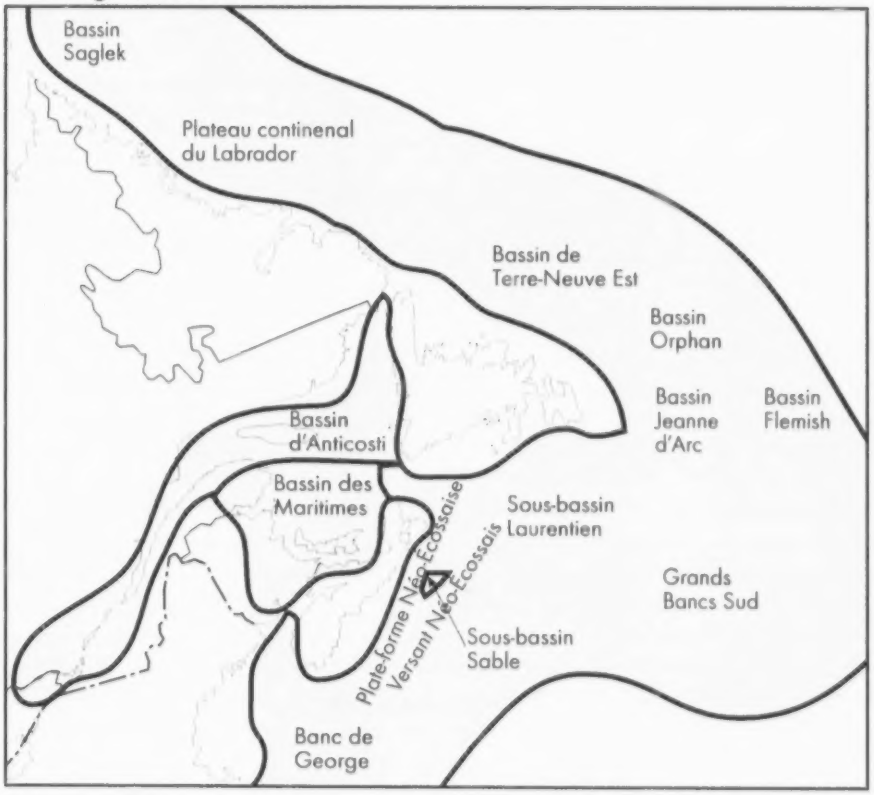
4.1.4 Manitoba

Le Manitoba recoupe le nord-est du bassin Williston et possède des gisements pétroliers enfouis dans des complexes carbonatés de marée. À l'heure actuelle, il n'existe aucun gisement gazier reconnu au Manitoba, mais du gaz dissous des gisements pétroliers a été brûlé à la torche. On avance que les sédiments crétacés pourraient renfermer du gaz naturel, comme en témoignent les puits de gaz forés peu profondément en vue de répondre aux besoins des cultivateurs locaux.

Mais le volume de ces ressources non découvertes serait faible; il serait inférieur à 28 $10^9 m^3$ (1 $10^{12} pi^3$). La figure 4.2 illustre les ressources du BSOC par catégories.

FIGURE 4.3

Carte régionale de la côte Est



4.2 Côte Est

On a fait d'importantes découvertes de gaz naturel, et d'autres pourraient suivre, dans trois grandes zones extracôtières de l'Est du Canada : au large du Labrador, au large de Terre-Neuve (Grands Bancs) et au large de la Nouvelle-Écosse. La présente évaluation traite aussi des zones d'importance mineure que comportent certaines des grandes régions. La figure 4.3 illustre la carte régionale de la Côte Est et la figure 4.4, les ressources de la région par catégories.

4.2.1 Labrador

Le plateau continental du Labrador est situé au large du Labrador. Aux fins du présent rapport, il englobe le bassin Saglek qui fait partie de l'Arctique de l'Est et s'étend du nord du Labrador jusqu'au large de l'île de Baffin (figure 4.3). À ce jour, on a découvert des ressources en gaz naturel commercialisable évaluées à 130 $10^9 m^3$ (4,6 $10^{12} pi^3$) dans six régions d'importance. Ces ressources découvertes entre 1973 et 1980 sont toutes éloignées des modes de transport du gaz naturel. On n'a observé aucune activité au cours des 10 dernières années, sauf des programmes d'exploration sismique entrepris par des entreprises spécialisées en vue d'en vendre les résultats à l'industrie.

4.2.2 Grands Bancs

Dans le bassin Jeanne d'Arc, situé dans les Grands Bancs de Terre-Neuve, on a découvert des ressources en gaz naturel commercialisable évaluées à 110 $10^9 m^3$ (3,9 $10^{12} pi^3$) (figure 4.3). Mais on a découvert surtout du pétrole. Quant au gaz naturel, il s'agit surtout de gaz associé et de gaz dissous. On produit déjà du pétrole issu des deux principales accumulations, soit Hibernia et Terra Nova. De plus, l'exploitation de l'accumulation White Rose devrait démarrer sous peu. Le gaz associé et le gaz dissous que renferment ces champs y sont essentiels pour maintenir la pression et ainsi maximiser la récupération du pétrole. Résultat, le gaz naturel ne pourra pas être exploité avant une dizaine d'années.

L'Office évalue les ressources combinées des Grands Bancs et du Labrador à 1 275 $10^9 m^3$ (45 $10^{12} pi^3$), selon les estimations fournies par la CGC et l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE). L'OCTHE prépare une nouvelle estimation des ressources de la région de Flemish Pass, dont la publication est prévue en 2004.

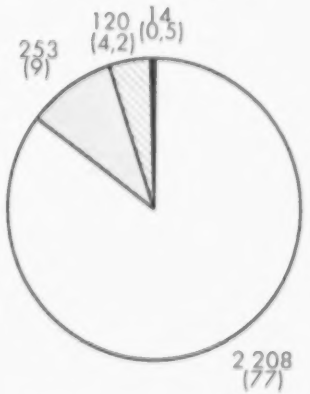
4.2.3 Bassin de Terre-Neuve Est

Le bassin de Terre-Neuve Est, qui a connu très peu d'activité jusqu'à maintenant, se situe entre les Grands Bancs et le plateau continental du Labrador (figure 4.3). L'Office en a évalué les ressources en gaz naturel commercialisable à 352 $10^9 m^3$ (12 $10^{12} pi^3$), selon les estimations que la CGC a établies en 1983. Une récente vente a eu pour effet de libérer de grands blocs dans la région du bassin Orphan. On prévoit que l'exploration sismique y débutera en 2004. Le forage de nouvelles structures géologiques pourrait avoir lieu ultérieurement. Aucune activité n'est prévue dans la portion ouest du bassin d'ici les prochaines années.

FIGURE 4.4

Ressources de la côte Est par catégories

$10^9 m^3$ ($10^{12} pi^3$)



4.2.4 Grands Bancs Sud

Le sud des Grands Bancs compte de petits sous-bassins déjà explorés, dont le potentiel commercial est inintéressant au chapitre du pétrole ou du gaz naturel (figure 4.3). L'Office en a évalué les ressources en gaz naturel commercialisable à 86 $10^9 m^3$ (3 $10^{12} pi^3$), selon les estimations que la CGC a établies en 1983. L'activité y est limitée depuis un certain temps, mais Husky propose le forage d'un puits en 2004.

4.2.5 Sous-bassin laurentien

Le sous-bassin laurentien s'étend à l'est de l'île du Cap-Breton, entre les sous-bassins marins de la Nouvelle-Écosse et ceux des Grands Bancs Sud (figure 4.3). L'Office en évalue le potentiel ultime commercialisable à 170 $10^9 m^3$ (6 $10^{12} pi^3$), selon les estimations que la CGC a établies en 1992. Les activités industrielles en amont ont été ralenties en attendant le règlement du litige frontalier entre Terre-Neuve-et-Labrador et la Nouvelle-Écosse. Cette affaire a été réglée récemment devant les tribunaux, mais des négociations

doivent avoir lieu entre les gouvernements fédéral et provincial et l'industrie au sujet des permis délivrés avant le règlement en question.

Récemment, on a foré un puits, sans succès, dans les eaux françaises, au sud des îles Saint-Pierre et Miquelon.

4.2.6 Zone extracôtière néo-écossaise

Parmi les trois régions de la côte Est, la zone extracôtière néo-écossaise est la seule à faire l'objet d'une production commerciale de gaz naturel (figure 4.3). On estime que la Plate-forme et le versant Néo-Écossais, encore peu explorés, offre la possibilité de nouvelles découvertes. Les résultats des programmes de forage qui seront mis en œuvre au cours des prochaines années seront déterminants pour indiquer le potentiel de production du bassin.

Plate-forme et versant Néo-Écossais

Les estimations du gaz naturel commercialisable découvert dans le sous-bassin Sable vont de 102 à 147 $10^9 m^3$ (3,6 à 5,2 $10^{12} pi^3$). L'Office est d'avis que les récents échecs des travaux d'exploration en eaux peu profondes l'incitent à revoir à la baisse son estimation du potentiel ultime. Ainsi, l'Office évalue actuellement le potentiel ultime comme suit : 248 $10^9 m^3$ (8,8 $10^{12} pi^3$) de gaz naturel commercialisable en eaux peu profondes et 404 $10^9 m^3$ (14 $10^{12} pi^3$), en eaux profondes, soit un total de 652 $10^9 m^3$ (23 $10^{12} pi^3$). L'estimation de l'Office est fondée sur les estimations de la CGC et de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE). À la fin de 2002, dans le cadre du projet Sable, on avait produit 13,7 $10^9 m^3$ (0,5 $10^{12} pi^3$) de gaz naturel commercialisable.

EnCana et Canadian Superior s'activent actuellement dans le sous-bassin Sable, situé sur la Plate-forme Néo-Écossaise. Canadian Superior travaille à deux projets de prospection en eaux peu profondes, les puits Marquis et Mariner, situés respectivement au nord-est et au nord-ouest de l'île de Sable. En janvier 2004, les activités de forage au puits Mariner ramenaient des volumes de gaz naturel appréciables. Le potentiel de gaz naturel de la zone Mariner s'élève à 34 $10^9 m^3$ (1,2 $10^{12} pi^3$). EnCana fore un puits en eaux profondes à Weymouth.

Deep Panuke

Le champ gazier de Deep Panuke se situe sur la Plate-forme Néo-Écossaise, à 45 km au sud-ouest du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et à 175 km au sud-est de Goldboro, en Nouvelle-Écosse. EnCana a découvert ce champ gazier à la fin des années 90. La société en évalue les ressources découvertes à 28 $10^9 m^3$ (1 $10^{12} pi^3$). Elle évalue les ressources non découvertes entre 85 et 255 $10^9 m^3$ (3 à 9 $10^{12} pi^3$) pour toute la zone du récif Baccaro. On a foré deux autres puits avec succès, ce qui pourrait améliorer la confiance quant au potentiel économique de la découverte de Deep Panuke. Le premier, le puits Margaree, a été foré en juillet 2003. Le deuxième est le puits MarCoh, dont les travaux de forage débutés en août 2003 sont actuellement interrompus.

4.2.7 Banc de George

Le Banc de George, du ressort du Canada et des États-Unis, se situe au sud de la Nouvelle-Écosse (figure 4.3). Cette région fait actuellement l'objet d'un moratoire sur les activités qui a été prolongé récemment jusqu'en 2012. L'Office évalue le potentiel ultime commercialisable de la portion canadienne à 60 $10^9 m^3$ (2 $10^{12} pi^3$), selon les estimations que la CGC a établies en 1983.

4.3 Côte Ouest

4.3.1 Zone extracôtière

Au large de la Colombie-Britannique, on compte cinq bassins : les bassins Georgia, Queen Charlotte, Hecate, Winona et Tofino, qui sont illustrés sur la figure 4.5. On a un peu exploré ces bassins sans trouver des volumes de pétrole ou de gaz naturel commercialement intéressants. Dans son rapport sur L'avenir énergétique, l'Office en a évalué le potentiel ultime en gaz naturel commercialisable à 255 $10^{9}m^{3}$ (9 $10^{12}pi^{3}$), selon les estimations que la CGC a établies en 2001.

FIGURE 4.5

Carte régionale de la côte Ouest

De 1913 à 1984, on a foré 28 puits dans les bassins Hecate, Queen Charlotte et Tofino. Ces puits ont confirmé la présence de roches réservoirs, de roches mères et de couches imperméables potentielles dans les bassins. Les données sismiques étayent la présence de configurations qui pourraient retenir les hydrocarbures. À ce jour, 122 puits terrestres ont été forés au Canada et aux États-Unis, dans les divers sous-bassins du bassin Georgia, situé entre Comox, sur l'île de Vancouver, et Bellingham, dans l'État de Washington. Nombre de ces puits ont présenté des venues de pétrole et de gaz naturel issus de roches formées entre le Tertiaire et le Crétacé.

En 1972, le gouvernement canadien a déclaré un moratoire illimité sur les activités pétrolières et gazières extracôtières en raison de préoccupations liées à l'environnement. Il l'a prolongé à la suite du déversement de pétrole de l'Exxon Valdez survenu en 1989. En 2003, le ministre des Ressources naturelles du Canada a annoncé que le Canada procédera à la révision de son moratoire pour la région de la Reine-Charlotte.

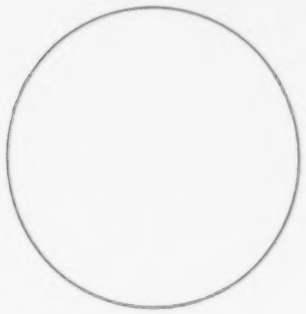
4.3.2 Bassins intramontagneux de la Colombie-Britannique

Le centre de la C.-B. comporte une série de bassins sédimentaires, qui débutent avec le sillon des Rocheuses, dans le sud-est de la province, passent par la dépression de Quesnel et le bassin Nechako, les bassins Bowser-Sustut et prennent fin avec la dépression de Whitehorse, dans le nord-ouest de la province et le Territoire du Yukon (figure 4.5). La CGC a effectué des estimations officieuses des

FIGURE 4.6

Ressources de la côte Ouest par catégories

$10^9 m^3$ ($10^{12} pi^3$)



ressources de ces bassins pour le compte du gouvernement de la C.-B. en 1992, en 1993 et en 1994. Une nouvelle estimation des ressources du bassin Bowser est en cours. À l'heure actuelle, l'Office évalue le potentiel ultime commercialisable de ces bassins, y compris la portion britanno-colombienne de la dépression de Whitehorse, à 230 $10^9 m^3$ (8 $10^{12} pi^3$).

On a foré deux puits dans les bassins Bowser-Sustut, en 1969 et en 1973. L'un d'eux a présenté une venue de gaz naturel issu d'une zone schisteuse fracturée. De 1930 au début des années 80, on a foré 12 puits dans le bassin Nechako ou la dépression de Quesnel. Au total, on a recensé 100 venues de pétrole et de gaz naturel dans les sections crétacées de ces puits. Environ 25 puits ont été forés dans le sillon des Rocheuses, surtout aux États-Unis, pour lesquels on signale 6 venues de gaz naturel. Aucun puits n'a été foré dans la dépression de Whitehorse. La figure 4.6 illustre les ressources de la côte Ouest par catégories.

4.4 Nord canadien

4.4.1 Territoires du Nord-Ouest

Des zones gazières existent au nord du 60e parallèle, à la limite nord du BSOC, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Le plateau Liard et la plaine de Great Bear renferment des sédiments formés entre le Dévonien et le Crétacé, qui sont dotés d'un potentiel gazier. La figure 4.7 illustre tous les bassins du Nord canadien. L'Office évalue le potentiel ultime commercialisable du prolongement du BSOC à 132 $10^9 m^3$ (4,7 $10^{12} pi^3$), dont seulement 1,8 $10^9 m^3$ (70 $10^9 pi^3$) a été découvert à ce jour. On produit du gaz naturel dans la région de Fort Liard. Ainsi, à la fin de 2002, on avait produit 9 $10^9 m^3$ (0,3 $10^{12} pi^3$) de gaz naturel commercialisable. On s'active actuellement dans les régions des collines Cameron et Liard. Dans les collines Cameron, on a approuvé le forage de quatre puits l'hiver prochain et, dans la région Liard, on a approuvé le forage de trois puits.

Plus au nord, dans les collines Colville, on a relevé une zone de grès cambrien. Le CCPG évalue les ressources découvertes commercialisables à 17 $10^9 m^3$ (619 $10^9 pi^3$) et les ressources non découvertes commercialisables à 117 $10^9 m^3$ (4,1 $10^{12} pi^3$). On a approuvé le forage de sept puits et le reconditionnement de deux autres, qui doivent avoir lieu au cours de l'hiver 2003-2004.

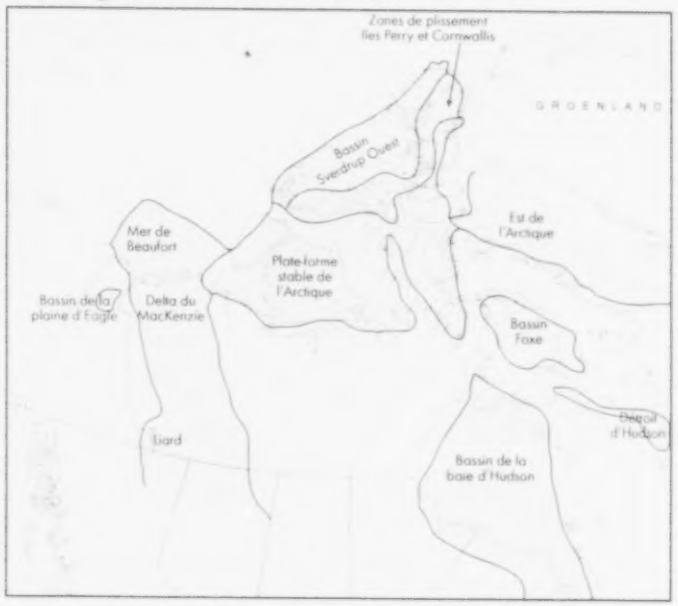
De plus, la découverte de pétrole à Norman Wells en 1920 a révélé la présence de zones carbonatées le long de la vallée du fleuve Mackenzie. Aucune autre découverte n'a eu lieu depuis. On prévoit que l'industrie s'activera de plus en plus dans la vallée, étant donné que la planification et le processus réglementaire d'un projet de pipeline suivent leur cours.

4.4.2 *Delta du Mackenzie-mer de Beaufort*

Selon l'estimation de la CGC établie en 1988, le potentiel ultime commercialisable de la région du delta de Mackenzie et de la mer de Beaufort s'élève à 1 714 $10^9 m^3$ (61 $10^{12} pi^3$) (figure 4.7). Ce total englobe, selon l'Office, 140 $10^9 m^3$ (4,9 $10^{12} pi^3$) de ressources commercialisables découvertes dans le delta du Mackenzie et 114 $10^9 m^3$ (4,1 $10^{12} pi^3$), dans la mer de Beaufort.

FIGURE 4.7

Carte régionale du Nord canadien



La production de gaz se limite actuellement au champ Ikhil, qui alimente Inuvik, situé à une cinquantaine de kilomètres. Un certain nombre d'activités de forage ont eu lieu l'année dernière, dont quelques-unes ont révélé la présence de gaz. On a approuvé le forage de deux puits dans le delta cet hiver.

4.4.3 *Yukon*

Le Yukon comporte huit régions gazières potentielles. On produit actuellement des volumes de gaz commerciaux uniquement sur le plateau Liard, dans le sud du Territoire (figure 4.7). L'Office évalue les ressources découvertes en gaz commercialisable dans la région Liard (prolongement du BSOC) à 5,2 $10^9 m^3$ (148 $10^9 pi^3$) et les ressources non découvertes à 56 $10^9 m^3$ (2 $10^{12} pi^3$). À la fin de 2002, on avait produit 4 $10^9 m^3$ (0,2 $10^{12} pi^3$) de gaz naturel commercialisable. En raison des résultats des dernières activités de forage, on devra revoir ces estimations.

Le Yukon comporte six autres bassins et une région côtière, dont l'Office estime les ressources découvertes commercialisables à 2,5 $10^9 m^3$ (72 $10^9 pi^3$) et les ressources non découvertes commercialisables à 142 $10^9 m^3$ (5 $10^{12} pi^3$), selon une série d'évaluations effectuées par la CGC et l'ONÉ pour le compte du gouvernement du Yukon en 2000 et 2001. Le bassin de la plaine d'Eagle est le plus important, dont le gaz naturel découvert commercialisable est évalué à 1,8 $10^9 m^3$ (51 $10^9 pi^3$) et le gaz naturel non découvert commercialisable à 28 $10^9 m^3$ (1 $10^{12} pi^3$). Aucune activité de forage n'est en cours actuellement, mais le gouvernement du Yukon favorise ce type d'activité.

4.4.4 *Archipel de l'Arctique*

L'archipel de l'Arctique se compose des trois éléments structuraux suivants : la portion ouest du bassin Sverdrup, les zones de plissements des îles Parry et de l'île de Cornwallis et la plate-forme stable (figure 4.7). L'Office évalue les ressources découvertes en gaz naturel commercialisable de la portion ouest du bassin Sverdrup à 331 $10^9 m^3$ (12 $10^{12} pi^3$) et les ressources non découvertes à 433 $10^9 m^3$ (15 $10^{12} pi^3$), selon les estimations que la CGC a établies en 2000. Il évalue le potentiel ultime

FIGURE 4.8

Ressources du Nord canadien par catégories

commercialisable des zones de plissements à 172 10^9m^3 (6 $10^{12}pi^3$) et celui de la plate-forme stable à 188 10^9m^3 (7 $10^{12}pi^3$), selon les estimations que la CGC a établies en 1983. Au total, l'Office évalue le potentiel de la région à 1 124 10^9m^3 (40 $10^{12}pi^3$).

4.4.5 Arctique de l'Est

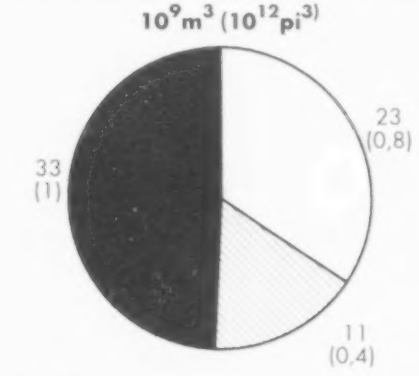
La région de l'Arctique de l'Est se situe au large de l'île de Baffin; elle englobe le détroit de Lancaster ainsi que les portions canadiennes de la baie de Baffin et du détroit de Davis (figure 4.7). L'Office en a évalué le potentiel ultime commercialisable à 140 10^9m^3 (5 $10^{12}pi^3$), selon les estimations que la CGC a établies en 1983. Seuls quelques travaux d'exploration sont en cours actuellement dans la portion de la baie Baffin et du détroit de Davis qui appartient au Groenland. Des travaux d'exploration et de développement fructueux pourraient relancer l'intérêt de l'industrie canadienne pour cette région.

4.4.6 Baie d'Hudson

Le bassin de la baie d'Hudson renferme des roches carbonatées du Paléozoïque, sur lesquelles reposent la baie d'Hudson, le détroit d'Hudson et l'île de Baffin; il s'étend au Manitoba, en Ontario et au Nunavut (figure 4.1). On a foré neuf puits dans ces régions. On n'y a pas découvert de volumes commerciaux de pétrole ni de gaz naturel. Aucune activité n'a lieu actuellement. L'Office en évalue le potentiel ultime commercialisable à 28 10^9m^3 (1 $10^{12}pi^3$), selon les estimations que la CGC a établies en 1983. La figure 4.8 illustre les ressources du Nord canadien par catégories.

FIGURE 4.9

Ressources de l'Ontario par catégories



4.5 Ontario

C'est dans le sud de l'Ontario qu'on a découvert du pétrole pour la première fois au Canada, entre le lac Huron et le lac Ontario, à Oil Springs, en 1858 (figure 4.1). Les roches sédimentaires de cette région se sont formées entre le Cambrien et le Dévonien; elles se prolongent vers le sud dans le bassin du Michigan, aux États-Unis. Dans le sud de l'Ontario, les découvertes sont plutôt petites, et les gisements se trouvent dans des réservoirs carbonatés ou des réservoirs de grès. On a évalué le potentiel ultime de l'Ontario à quelques reprises depuis le début des années 80, et la dernière estimation a été effectuée par la CGC en 2001. L'Office en a évalué les ressources non découvertes en gaz naturel commercialisable à 23 10^9m^3 (0,8 $10^{12}pi^3$), selon les estimations que la CGC a établies en 1983. Selon l'Association canadienne des producteurs pétroliers, on avait

produit 33 $10^9 m^3$ (1,2 $10^{12} pi^3$) de gaz naturel à la fin de 2000. La figure 4.9 illustre les ressources de l'Ontario par catégories.

Les travaux d'exploration se font plutôt au ralenti dans le sud de l'Ontario, car seuls 80 puits y ont été forés en 2003. Talisman, la grande société la plus active, a foré des puits sous le lac Érié au moyen de barges. Étant donné la superficie du bassin du sud de l'Ontario et l'exploitation dont il est l'objet depuis longtemps, une augmentation appréciable de son potentiel ultime est peu probable. Dans ce bassin, la mise en valeur de petits gisements est d'autant plus intéressante que les coûts de transport sont faibles, compte tenu de la proximité des marchés importants du sud de l'Ontario et des États-Unis.

4.6 Golfe du Saint-Laurent

4.6.1 Bassin d'Anticosti

La direction linéaire des roches sédimentaires de cette portion du golfe est le prolongement de la géologie des Appalaches. Ces roches se sont formées entre l'Ordovicien et le Dévonien (figure 4.1). On y trouve des gisements de gaz naturel enfouis dans des dépôts de sable peu profonds formés au cours de l'ère Quaternaire, à la suite de la dernière glaciation. La portion sud-ouest de cette direction linéaire, près de Montréal, comporte une zone déterminée par des facteurs structuraux qui serait propice à l'exploration, tout comme le bassin Anticosti, situé en grande partie sous le golfe du Saint-Laurent. Le CCPG évalue les ressources découvertes en gaz naturel récupérable de cette portion du golfe à 1,6 109m3 (45 109pi3), mais il ne peut en évaluer les ressources non découvertes, faute de données.

Un certain nombre de puits y ont été forés, même si les premiers travaux de forage effectués à Terre-Neuve remontent à plus de 130 ans. Les travaux de forage y ont rarement donné des résultats probants, à l'exception de deux champs gaziers commerciaux découverts au Québec en 1955 et en 1976. Corridor Resources a effectué des travaux de forage récemment sur l'île d'Anticosti, mais n'a pas trouvé de volumes de pétrole ou de gaz naturel qui soient intéressants sur le plan commercial.

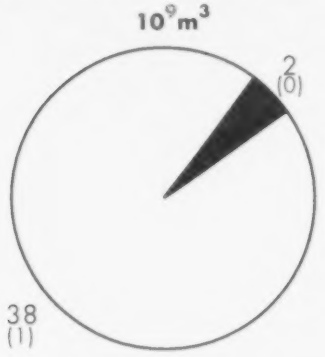
4.6.2 Sud du golfe

Le sud du golfe est constitué des roches sédimentaires des bassins de Madeleine et des Maritimes (figure 4.1). Le bassin est situé principalement sous les eaux du golfe et se prolonge sur les côtes du Nouveau-Brunswick, de l'Île-du-Prince-Édouard, de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse. Les sédiments sont issus de l'ère mississippienne et comportent des roches du Dévonien composées principalement de grès, de siltite et de schiste argileux d'origine continentale. La portion inférieure du bassin comporte une épaisse séquence calcaire-évaporite. L'Office évalue le potentiel ultime commercialisable de toute la région du golfe du Saint-Laurent à 38 $10^9 m^3$ (1,3 $10^{12} pi^3$), selon les estimations que la CGC a établies en 1983.

D'anciens travaux d'exploration ont révélé la présence d'un gisement de pétrole et de gaz naturel, à Stony Creek, au Nouveau-Brunswick, qui a produit du pétrole et du gaz naturel destinés aux marchés de Moncton jusque dans les années 1940. Corridor Resources a découvert un gisement de gaz naturel dans le champ McCully, au Nouveau-Brunswick, près de Moncton, dans les années 1990. Cette société évalue le volume du gisement à 28 $10^9 m^3$ (1 $10^{12} pi^3$) de gaz naturel commercialisable. Elle alimente actuellement une fabrique de potasse locale et prévoit poursuivre la mise en valeur du champ gazier. De plus, en 1974, on a découvert un gisement de gaz naturel au large de l'Île-du-Prince-Édouard, dont le volume ne suffit pas à en justifier l'exploitation. Dans les années 1990, on a découvert un gisement terrestre de pétrole près de Port-au-Port, Terre-Neuve-et-Labrador. Canadian Imperial Ventures

FIGURE 4.10

Ressources du golfe du Saint-Laurent par catégories



évalue toujours la possibilité d'exploiter ce gisement. On signale aussi la découverte de gisements de gaz naturel dans la péninsule de Gaspé, au Québec, dont au moins un est exploité pour l'usage local. En Nouvelle-Écosse, on prévoit forer quatre puits terrestres l'année prochaine. Les activités extracôtières dans la région du golfe sont toujours touchées par des questions réglementaires et des litiges frontaliers entre les provinces. Corridor Resources et Hunt Resources ont reçu l'autorisation de procéder à de nouveaux travaux d'exploration sismique au large de l'île du Cap-Breton, à la suite du processus réglementaire, au cours duquel les questions environnementales ont occupé le premier plan. Corridor Resources a achevé son programme en décembre 2003. La figure 4.10 illustre les ressources du golfe du Saint-Laurent par catégories.

Le tableau 4.3 indique les dernières estimations du potentiel ultime des bassins canadiens, sauf le BSOC, en unités métriques et impériales.

TABLEAU 4.3A

Comparaisons des dernières estimations du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable des bassins du Canada, sauf le BSOC ($10^9 m^3$)[1]

	Évaluateur, date										
Bassin ou région	CGC 1983	CGC 1988	CGC 1992	CGC 1998	CGC 2000	CCPG 1997	CCPG 2001	Yukon 2000	OCTHE 2001	OCNHE 2002	CERI 2002
Côte Est											
Terre-Neuve											
Labrador	781						265				866
Grands Bancs	329						239		486		501
Bassin de Terre-Neuve Est	352										234
Grands Bancs Sud	86										22
Nouvelle-Écosse											
Plate-forme Néo-Écossaise	589	487				362	310				528
Banc de George	143										53
Sous-bassin laurentien			238								208
Eaux profondes										397-1105	272
Côte Ouest											
Zone extracôtière	257			1167			369				513
Bassins intramontagneux					22						61
Nord canadien											
Corridor du Mackenzie						83	134				134
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	2021	1713				1584	844				1505
Yukon						13	13	105			75
Îles de l'Arctique[2]	2040				1616	732	728				2481
Arctique de l'Est	257										198
Baie d'Hudson	86										19
Ontario	57					65	65				85
Golfe du Saint-Laurent	38										69

1. toutes estimations visent le gaz commercialisable, converti par l'ONÉ
2. seule la portion ouest du bassin de Sverdrup a fait l'objet d'une révision

TABLEAU 4.3B

Comparaisons des dernières estimations du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable des bassins du Canada, sauf le BSOC ($10^{12}pi^3$)[1]

	Évaluateur, date										
Bassin ou région	**CGC 1983**	**CGC 1988**	**CGC 1992**	**CGC 1998**	**CGC 2000**	**CCPG 1997**	**CCPG 2001**	**Yukon 2000**	**OCTHE E 2001**	**OCNHE 2002**	**CERI 2002**
Côte Est											
Terre-Neuve											
Labrador	28						9				31
Grands Bancs	12						8		17		18
Bassin de Terre-Neuve Est	12										8
Grands Bancs Sud	3										1
Nouvelle-Écosse											
Plate-forme Néo-Écossaise	21	17				13	11				19
Banc de George	5										2
Sous-bassin laurentien			8								7
Eaux profondes										14-39	10
Côte Ouest											
Zone extracôtière	9			41			13				18
Bassins intramontagneux					22						2
Nord canadien											
Corridor du Mackenzie						3	5				5
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	71	61				56	30				53
Yukon						1	1	4			3
Îles de l'Arctique[2]	72				57	26	26				88
Arctique de l'Est	9										7
Baie d'Hudson	3										1
Ontario	2					2	2				3
Golfe du Saint-Laurent	1										2

1. toutes estimations visent le gaz commercialisable, converti par l'ONÉ
2. seule la portion ouest du bassin de Sverdrup a fait l'objet d'une révision

GLOSSAIRE

Appréciation des réserves (Reserves appreciation)	Concept selon lequel une augmentation des réserves initiales des réservoirs de pétrole découverts est présumée d'après l'expérience indiquant que les augmentations de réserves continuent de s'accroître au fil du temps. Ces augmentations peuvent résulter d'un prolongement des réservoirs connus, dans les champs connus, ou d'une révision des estimations de la proportion du volume en place qui pourrait finalement être récupéré.
Bassin géologique (Geological basins)	Partie de la croûte terrestre qui s'est affaissée, généralement pendant une très longue période, qui s'est soulevée et affaissée par intermittence. L'épaisseur des sédiments augmente vers le centre du bassin.
Dépôts clastiques (Clastic deposits)	Groupe de roches sédimentaires qui résulte de l'érosion de roches plus vieilles et qui consiste généralement en du grès, du conglomérat, du silt et du schiste argileux.
Facteur de perte en surface (Surface loss factor)	Facteur appliqué à la quantité de gaz naturel extraite d'un réservoir afin de déterminer le volume de gaz naturel qui peut réellement être mis en marché. Ce facteur sert généralement à tenir compte des impuretés dans le gaz naturel et du volume de gaz naturel servant à alimenter l'équipement de production utilisé à un endroit donné.
Facteur de récupération (Recovery Factor)	Facteur appliqué au gaz naturel (ou au pétrole) en place dans un réservoir afin de déterminer le volume de gaz naturel qui peut être récupéré depuis la surface.
Foré (Spudded)	Puits dont le forage a débuté.
Gaz associé (Associated gas)	Gaz naturel sus-jacent au pétrole brut et en contact avec celui-ci, à la pression et à la température d'origine d'un réservoir.
Gaz de réservoir étanche (Tight gas)	Gaz naturel non classique piégé dans l'espace poral d'une roche qui présente une perméabilité ou une capacité de circulation inférieure à la normale.

Gaz de schiste (Shale Gas)	Gaz naturel non classique dont les molécules sont principalement piégées à la surface de la matière organique contenue dans une roche mère composée de schiste argileux à grain fin.
Gaz dissous (Solution gas)	Gaz naturel dissous dans le pétrole brut, à la température et à la pression d'origine du réservoir, et généralement produit en même temps que le pétrole brut.
Gaz naturel classique (Conventional Gas)	Gaz naturel, dans un réservoir ou dans l'espace poral d'un réservoir, produit au moyen d'un puits de forage exploité au moyen d'une technologie connue et par la dilatation du gaz naturel ou par la pression issue d'un aquifère sous-jacent.
Gaz naturel en place (Gas in place)	Quantité totale de gaz naturel que l'on estime se trouver dans un gisement ou un réservoir donné et qui comprend les quantités récupérables et celles qui demeureront dans le gisement ou le réservoir.
Gaz naturel non associé (Non-associated gas)	Gaz naturel dans un réservoir qui ne contient aucun pétrole brut, à une température et à une pression données.
Gaz naturel non classique (Unconventional gas)	Gaz naturel dans une roche réservoir qui requiert une force supplémentaire pour permettre la circulation du gaz naturel, soit parce que ce dernier est piégé dans la matrice, qui peut être composée, par exemple, de charbon, de glace ou de schiste argileux, soit parce que le réservoir présente une porosité et une perméabilité anormalement faibles.
Intervalles stratigraphiques (Stratigraphic intervals)	Toutes les formations géologiques exploitables de la province regroupées en strates de roches sédimentaires datant approximativement de la même période géologique. Par exemple, les formations de Swan Hills et de Slave Point sont différentes du point de vue géologique, mais elles datent approximativement de la même période géologique et ont donc été regroupées aux fins de la présente étude.
Méthane de gisements houillers (Coalbed methane)	Gaz naturel non classique retenu dans une matrice formée de couches de charbon (aussi appelé « méthane de houille »).
Potentiel ultime (Ultimate potential)	Estimation des ressources commercialisables qui seront exploitées dans une zone avant la fin des travaux d'exploration, de mise en valeur et d'aménagement. Cette estimation tient compte des zones d'intérêt géologiques d'une zone, de la technologie en usage et de la conjoncture économique. Elle tient aussi compte de la production cumulative, des réserves restantes et des augmentations de réserves qui découleront du prolongement des gisements existants et de la révision de leurs réserves, ainsi que de la découverte de nouveaux gisements. Dans la majeure partie du présent rapport, le terme « potentiel ultime » est la formule abrégée de l'expression « potentiel ultime de gaz naturel classique ».

Réserves (Reserves)	Quantité restante de pétrole ou de gaz naturel et de substances connexes que l'on estime pouvoir extraire des accumulations connues, à compter d'une date donnée, en se basant sur l'analyse des forages, sur des données géologiques, géophysiques et techniques, sur l'utilisation de la technologie classique, ainsi que sur des conditions économiques particulières que l'on juge raisonnables, en général, et que l'on révélera ultérieurement.
Ressources (Resources)	Dans le présent rapport, le terme « ressources » désigne soit le volume total de pétrole ou de gaz naturel que l'on estime se trouver dans une zone donnée, soit la partie des ressources totales qui n'a pas encore été atteinte par un puits de forage, soit le volume pouvant être obtenu à la suite d'une appréciation des réserves.
Volume découvert (Discovered volume)	Quantité de gaz naturel et de substances connexes que l'on estime se trouver initialement et à un moment particulier dans les accumulations pénétrées par un puits de forage.
Volume non découvert (Undiscovered volume)	Partie du potentiel ultime qui n'a pas encore été atteinte par un puits de forage ou dont l'existence n'a pas encore été prouvée par des changements de réserves découlant d'un prolongement ou d'une révision.
Zone (Play area)	Zone géographique qui présente une configuration géologique définie dans un intervalle stratigraphique et qui contient présentement ou devrait contenir du gaz naturel ou du pétrole exploitable si la conjoncture économique s'y prête.
Zone géologique (Geological play)	Configuration géologique, dans une région définie, qui comprend de la roche mère, de la roche réservoir, ainsi que des caractéristiques d'immobilisation, de migration et de conservation dont les facteurs essentiels sont fondamentalement similaires à ceux qui régissent la présence de pétrole et de gaz naturel.
Zones théoriques (Conceptual plays)	Zones géologiques dont on présume ou dont on a constaté l'existence, mais dont la présence n'a toutefois pas été prouvée par le forage de puits pétroliers ou gaziers exploitables.

RÉFÉRENCES

Bowers B. Journal of Canadian Petroleum Technology, *Conventional Natural Gas Resources of The Western Canada Sedimentary Basin*, 2000.

CERI. Drummond K.J. *Canada's Ultimate Natural Gas Potential – Defining A Credible Upper Limit*, 2002.

CGC. Hannigan P.K., J.R. Dietrich, P.J. Lee et K.G. Osadetz. *Petroleum Resource Potential of Sedimentary Basins On the Pacific Margin of Canada*, 1998, dossier public 3629.

CGC. Hannigan P.K., P.J. Lee, et K.G. Osadetz. *Oil and Gas Resource Potential of The Bowser-Whitehorse of British Columbia*, 1995, non publié.

CGC. Hannigan P.K., P.J. Lee, K.G. Osadetz et K.Olsen-Heise. *Oil and Gas Resource Potential of the Kootenay Area of British Columbia*, 1993, non publié.

CGC. Hannigan P.K., P.J. Lee, K.G. Osadetz, J.R.Dietrich, et K. Olsen-Heise. *Oil and Gas Resource Potential of The Nechako-Chilcotin Area of British Columbia*, 1994, non publié.

CGC. Mac Lean B.C. et J.A. Wade. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, *Petroleum Geology of The Continental Margin South of the Islands of St. Pierre and Miquelon, Offshore Eastern Canada*, septembre 1992.

CGC. Sanford B.V. *Geology And Oil And Gas Possibilities of The Gulf of St. Lawrence Region — Southeastern Canada*, Ressources naturelles Canada, Dossier public 3632.

CGC. Wade J.A., G.R. Campbell, R.M. Proctor, et G.C. Taylor. Ressources Pétrolières de la Plate-Forme Néo-Écossaise, 1989, étude 88-19.

CGPC. *Natural Gas Potential In Canada*, rapport préparé par The Canadian Gas Potential Committee, 1997.

CGPC. *Natural Gas Potential In Canada*, rapport préparé par The Canadian Gas Potential Committee, 2001.

Chen Z., K.G. Osadetz, A.F. Embry, H. Gao et P.K. Hannigan. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, *Petroleum Potential In Western Sverdrup Basin, Canadian Arctic Archipelago*, CGC, décembre 2000.

Desilva, N.R., P.K. Hannigan, G.R. Power et T.P. Thompson. *Oil And Gas Potential of The Jeanne D'Arc Basin And The Ridge Complex, Grand Banks of Newfoundland*, OCTHE, 2001.

Dixon J., G.R. Morrell, J.R. Dietrich, R.M. Procter et G.C. Taylor *Petroleum Resources of The Mackenzie Delta—Beaufort Sea*, CGC,1988, dossier public 1926.

Energy Resources Conservation Board. 1991, *ERCB ST 91-18 Alberta's Reserves of Crude Oil, Oil Sands, Gas, Natural Gas Liquids and Sulphur*, décembre 1990.

Energy Resources Conservation Board. *Report 92-A Ultimate Potential And Supply of Natural Gas In Alberta*, 1992.

EUB. *Alberta's Reserves 2000 And Supply/Demand Outlook 2001-2010*, Statistical Series 2001-98, 2001.

Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. *Sedimentary Basins And Hydrocarbon Resources of Newfoundland And Labrador*, ministère des Mines et de l'Énergie, 2000.

Hannigan P.K. *Petroleum Resource Assessment of The Bonnet Plume Basin, Yukon Territory, Canada*, ministère de l'Expansion économique du Yukon, 2001.

Hannigan P.K. *Petroleum Resource Assessment of The Old Crow Basin, Yukon Territory, Canada*, ministère de l'Expansion économique du Yukon, 2001.

Hannigan P.K. *Petroleum Resource Assessment of The Yukon North Coast, Yukon Territory, Canada*, ministère de l'Expansion économique du Yukon, 2001.

Hannigan P.K., K.G. Osadetz, J. Dixon et T. Bird. *Petroleum Resource Assessment of The Kandik Basin, Yukon Territory, Canada*, ministère de l'Expansion économique du Yukon, 2000.

Kidston, A.G., D.E. Brown, B. Altheim et B.M. Smith. *Hydrocarbon Potential of The Deep-Water Scotian Slope*, OCNHE, 2002.

National Petroleum Council. *The Potential For Natural Gas In The Untied States, Source and Supply*, 1992, volume 2.

ONÉ. *A Natural Gas Resource Assessment of Southeast Yukon and Northwest Territories*, Canada, 1996.

ONÉ. Estimation probabiliste des volumes d'hydrocarbures dans les découvertes du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, 1998.

ONÉ. Étude d'évaluation des ressources en gaz naturel non associé en Saskatchewan, 1998.

ONÉ. Évaluation des ressources gazières du nord-est de la Colombie-Britannique, 1994.

ONÉ. Évaluation des ressources gazières du nord-est de la Colombie-Britannique 1992 – 1997, 2000.

ONÉ. L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025, 2003.

ONÉ. Motifs de décision – Pipelines du Nord, 1977, volume 1.

ONÉ. *Petroleum Resource Assessment of The Eagle Plain, Yukon Territory, Canada*, ministère de l'Expansion économique du Yukon, 2000.

ONÉ. *Petroleum Resource Assessment of The Liard Plateau, Yukon Territory, Canada*, ministère de l'Expansion économique du Yukon, 2001.

ONÉ. *Petroleum Resource Assessment of The Peel Plateau, Yukon Territory, Canada*, ministère de l'Expansion économique du Yukon, 2000.

ONÉ. *Petroleum Resource Assessment of The Whitehorse Trough, Yukon Territory, Canada*, ministère de l'Expansion économique du Yukon, 2001.

ONÉ. Rapports l'Énergie au Canada - offre et demande, 1975, 1979, 1984, 1986, 1988, 1991, 1993 et 1997.

Procter R.M., G.C. Taylor et J.A. Wade. *Oil And Natural Gas Resources of Canada 1983*, CGC, 1983, étude 83-31.

Sproule Associates Limited. *The Future Natural Gas Supply Capability of the Western Canada Sedimentary Basin 1997 — 2019*, préparé pour TransCanada Pipelines Limited, 1998.

Warters W.J., D.J. Cant, P.H. Tzeng, et P.J. Lee. *Western Canada Manville Gas Potential Seen As High*, Oil & Gas Journal, 1995.

Canada